



TUGAS AKHIR - MO141326

ANALISIS BUCKLING PIPA BAWAH LAUT 20 INCH PADA SAAT
INSTALASI DENGAN METODE S-LAY DI SANGATTA, KALIMANTAN
TIMUR

REZHA EKA FIRMANSYAH

NRP . 4312100030

Dosen Pembimbing:

Ir. Imam Rochani, M.Sc

Ir. J.J. Soedjono, M.Sc

JURUSAN TEKNIK KELAUTAN

FAKULTAS TEKONOLGI KELAUTAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

Surabaya

2016



FINAL PROJECT - MO141326

20 INCH OFFSHORE PIPELINE INSTALLATION BUCKLING ANALYSIS
WITH S-LAY METHOD IN SANGATTA, KALIMANTAN

REZHA EKA FIRMANSYAH

NRP . 4312100030

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc

Ir. J.J. Soedjono, M.Sc

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY

SEPULUH NOPEMBER INSTITUTE OF TECHNOLOGY

Surabaya

2016

**ANALISIS BUCKLING PIPA BAWAH LAUT 20 INCH PADA
SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY DI SANGATTA,
KALIMANTAN TIMUR**

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

REZHA EKA FIRMANSYAH

NRP. 4312 100 030

Disetujui Oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. (Pembimbing 1)

2. Ir. J.J Soedjono, M.Sc. (Pembimbing 2)

3. Ir. Mas Murtedjo, M.Eng. (Penguji 1)

4. Yoyok Setyo Hadiwidodo, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 2)

5. Dr.Ir.Hasan Ikhwani, M.Sc. (Penguji 3)

6. Wimala Lalitya Dhanistha, S.T., M.T. (Penguji 4)

SURABAYA, JULI 2016

ANALISIS BUCKLING PIPA BAWAH LAUT 20 INCH PADA SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY DI SANGATTA, KALIMANTAN TIMUR

Nama Mahasiswa : Rezha Eka Firmansyah
NRP : 4312100030
Jurusan : Teknik Kelautan FTK – ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

ABSTRAK

Sejak dibangun pada tahun 1897, pipa bawah laut selama 1,5 abad telah membuktikan sebagai moda transportasi yang paling efisien dan efektif karena pelaksanaannya tidak tergantung oleh cuaca. Sebelum dilakukan proses instalasi pipa bawah laut terlebih dahulu harus dilakukan analisis supaya besar tegangan yang terjadi pada pipa bawah laut dalam kondisi yang diijinkan atau tidak. Pada penelitian ini akan dilakukan analisis yang terjadi pada saat instalasi pipa bawah laut akibat beban statis dan dinamis yang penelitian-penelitian sebelumnya lakukan hanya salah satu beban saja. Beban statis dan dinamis akan berpengaruh besar untuk menentukan apakah pipa akan mengalami *buckling* atau tidak yang berakibat pada kegagalan. Metode instalasi yang diamati adalah metod S-Lay. Model *barge* akan dimodelkan menggunakan bantuan *software* MOSES. Sementara untuk mencari beban statis dan dinamis menggunakan bantuan *software* OFFPIPE. Sehingga ketika sudah didapatkan tegangan yang bekerja pada pipa maka akan dilakukan analisa *local buckling* dan berdasarkan *code* DNV OS F-101 untuk menentukan apakah pipa dalam kondisi aman atau tidak. Dari hasil penelitian pipa mengalami tegangan sebesar 79,61% SMYS atau 268,51 Mpa dan juga *axial tension* yang paling tinggi di kedalaman 16 meter sebesar 324.22 Kn dengan arah gelombang 180° dan *bending moment* yang paling besar pada kedalaman 16 meter sebesar 913.3 Kn-M. Dari seluruh hasil analisis juga dapat ditarik kesimpulan bahwa semakin dalam proses instalasi semakin besar tegangan yang diterima oleh pipa sehingga penanganan khusus harus dilakukan agar pipa tidak mengalami kegagalan saat proses instalasi.

Kata kunci : Instalasi, Pipeline, Dinamis, Statis, Local buckling

20 INCH OFFSHORE PIPELINE INSTALLATION BUCKLING ANALYSIS WITH S-LAY METHOD IN SANGATTA, KALIMANTAN

Nama Mahasiswa	: Rezha Eka Firmansyah
NRP	: 4312100030
Jurusan	: Teknik Kelautan FTK – ITS
Dosen Pembimbing	: Ir. Imam Rochani, M.Sc. Ir. Joswan J. Soedjono, M.Sc.

ABSTRACT

Since build in 1897 offshore pipeline has been proven as the most efficient transportation to transport fluid because weather cant affect offshore pipeline. Before doing installation, offshore pipeline has to be analised in order to prevent any unpermit condition because of excessive stress. In this research there will be an analysis for pipeline installation by the effect of dynamic and static load to determine that pipeline will occur any buckling or not that resulting to failure. Installation method that used in this analysis will be a S-Lay method. Barge model will be modeled by MOSES software. For finding stress by the effect dynamic and static load will be modeld by OFFpIpE software. At the end when we already have the stress by the effect of dynamic and static load there will be perform *local buckling* analysis using DNV OS F-101 code to determine if pipeline will be in safe condition to install or not. From this research there are a conclusion that pipeline occur 79.61 SMYS stress or 268,51 Mpa and 324.22 Kn axial tension in 16 meter depth with 0° wave direction and 913.3 Kn-M bending moment in 16 meter depth. In this whole analysis we can also take conclusion that the deeper the water there will the greater stress that occur at pipeline so there will need special handling to prevent failure.

Key words : *Instalasi, Pipeline, Dynamic, Static, Local buckling*

KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr.Wb.

Alhamdulillah hirrabil alaamiin segala puji bagi Allah SWT Tuhan semesta alam yang telah memberikan rahmatnya sehingga bisa terselesaikan tugas akhir ini. Shalawat serta salam semoga tercurahkan kepada junjungan kita Nabi Muhammad SAW hingga akhir zaman.

Tugas akhir ini berjudul “**Analisis Buckling Pipa Bawah Laut 20 Inch Pada Saat Instalasi Dengan Metode S-Lay Di Sangatta, Kalimantan Timur**” disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan (FTK), Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tugas akhir ini secara umum membahas analisis tegangan pada pipa saat proses instalasi dan apakah terjadi *local buckling* karenanya.

Penulis menyadari bahwa tugas akhir ini jauh dari kata sempurna karenanya masukan dan kritik yang membangun akan selalu penulis tunggu untuk bahan penyempurnaan. Semoga karya tulis ini bisa bermanfaat bagi masyarakat luas.

Wassalamualaikum Wr.Wb.

Surabaya, Juli 2016

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Terselesaikannya tugas akhir ini tidak terlepas dari doa dan dukungan dari orang lain oleh karenanya penulis ingin memberikan ucapan terima kasih yang tak terhingga kepada :

1. Ir. Sholikin dan Rahayu Naningsih, orang tua penulis, beserta Sagita Dwi Intansari, adik penulis, atas dukungan material yang tak terhingga dan yang paling penting doa yang tulus dan tidak pernah putus.
2. Kedua dosen pembimbing penulis yaitu bapak Ir. Imam Rocahni, M.Sc. dan Ir. J.J. Soedjono, M.Sc. atas masukan dan saran yang sangat membantu penulis dalam penyelesaian tugas akhir ini serta motivasi dalam pengerjaannya.
3. Ketua Jurusan Teknik Kelautan Dr.Eng Rudi Waluyo P, S.T, M.T. dan Ketua prodi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Dr.Ir. Hasan Ikhwani, M.Sc. beserta jajaran dosen dan staff jurusan Teknik Kelautan atas ilmu yang telah diajarkan selama 4 tahun berkuliah.
4. Jajaran staf PT. Dwisatu Mustika Bumi yang telah memberikan kesempatan untuk melakukan kerja praktek dan dukungan data untuk pengerjaan tugas akhir ini.
5. Teman seperjuangan tugas akhir topik pipa yang telah memberikan saran dan motivasi selama proses pengerjaan.
6. Teman-teman satu angkatan 2012 “VARUNA” atas dukungannya selama berkuliah, semoga bisa bertemu kembali dengan kondisi yang lebih baik.
7. Senior-senior yang telah memberikan masukan dan gambaran selama pengerjaan tugas akhir ini.
8. Semua pihak yang tidak bisa penulis sebutkan satu persatu.

DAFTAR ISI

ABSTRAK	II
ABSTRACT	III
KATA PENGANTAR	IV
UCAPAN TERIMA KASIH	V
DAFTAR ISI	VI
DAFTAR GAMBAR	VIII
DAFTAR TABEL	X
DAFTAR NOTASI	XII
DAFTAR LAMPIRAN	XIII
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan	2
1.4 Manfaat	2
1.5 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	5
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori	5
2.2.1 Metode Instalasi Pipa	5
2.2.2 Metode <i>S-Lay</i>	6
2.2.3 Metode <i>J-Lay</i>	7
2.2.4 Metode <i>Reel Lay</i>	7
2.2.5 Metode <i>Towing</i>	8
2.2.6 Proses Instalasi	9
2.2.7 <i>Stinger</i>	9
2.2.8 <i>Overbend</i>	10
2.2.9 <i>Sagbend</i>	10
2.2.10 <i>CODES dan STANDART</i>	10
2.2.11 Tegangan Pipa Saat Instalasi	15
2.2.12 Respon Gerakan Pada Gelombang <i>Irreguler</i>	18
2.2.13 Spektrum Gelombang	19

2.2.14 Respon Dinamis Struktur Apung	20
2.2.15 Analisis Dinamis	21
2.2.16 <i>Buckling</i>	23
2.2.17 Permodelan dengan OFFPIPE	26
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	29
3.1 Metode Penelitian	29
3.2 Prosedur Penelitian	30
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN	33
4.1 Pengumpulan data	33
4.2 Permodelan barge	34
4.3 Analisis Barge Alpha DMB 88	36
4.4 Perhitungan Koefisien dan Eksponen Spektrum JONSWAP	42
4.5 Permodelan Instalasi Pipa	42
4.6 Analisis Tegangan Statis Pipa	44
4.7 Analisis Tegangan Dinamis Pipa	49
4.8 Perhitungan <i>Local buckling</i>	71
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	75
5.1 Kesimpulan	75
5.2 Saran	75
BAB VI	77
DAFTAR PUSTAKA	77
LAMPIRAN	
BIODATA PENULIS	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Instalasi Metode S-Lay (Bai, 2005).....	6
Gambar 2.2 Instalasi Metode J-Lay (bai, 2005)	7
Gambar 2.3 Instalasi Metode Reel Lay (Bai, 2005)	8
Gambar 2.4 Instalasi Metode Towing (Bai, 2005)	8
Gambar 2.5 <i>Radius Curvature Stinger</i> (Rosyidi, 2015)	10
Gambar 2.7 Tensioner.....	15
Gambar 2.8 Distribusi moment lentur pada <i>stinger</i> (Bai, 2005).....	16
Gambar 2.9 <i>Model Catenary</i> (Guo, 2014)	17
Gambar 2.10 Gerakan pada struktur terapung	21
Gambar 2.11 Penampang pipa yang terdeformasi akibat beban (Bai, 2005).....	23
Gambar 4.1 Model barge	34
Gambar 4.2 Model barge tampak atas	35
Gambar 4.3 Model barge tampak depan.....	35
Gambar 4.4 Model barge MAXSURF tampak samping.....	35
Gambar 4.5 Model barge MAXSURF tampak depan	35
Gambar 4.6 Grafik RAO translasi 0°	36
Gambar 4.7 Grafik RAO rotasi 0°	37
Gambar 4.8 Grafik RAO translasi 45°	37
Gambar 4.9 Grafik RAO rotasi 45°	38
Gambar 4.10 Grafik RAO translasi 90°	38
Gambar 4.11 Grafik RAO rotasi 90°	39
Gambar 4.12 Grafik RAO translasi 135°	39
Gambar 4.13 Grafik RAO rotasi 135°	40
Gambar 4.14 Grafik RAO translasi 180°	41
Gambar 4.15 Grafik RAO rotasi 180°	41
Gambar 4.16 Grafik Total Stress kasus 1	45
Gambar 4.17 Grafik Total Stress kasus 2	46
Gambar 4.18 Grafik Total Stress kasus 3	47
Gambar 4.19 Grafik Total Stress kasus 4	48
Gambar 4.20 Grafik Total Stress kasus 5	50

Gambar 4.21 Grafik Total Stress kasus 6	51
Gambar 4.22 Grafik Total Stress kasus 7	52
Gambar 4.23 Grafik Total Stress kasus 8	53
Gambar 4.24 Grafik Total Stress kasus 9	54
Gambar 4.25 Grafik Total Stress kasus 10	55
Gambar 4.26 Grafik Total Stress kasus 11	56
Gambar 4.27 Grafik Total Stress kasus 12	57
Gambar 4.28 Grafik Total Stress kasus 13	58
Gambar 4.29 Grafik Total Stress kasus 14	59
Gambar 4.30 Grafik Total Stress kasus 15	60
Gambar 4.31 Grafik Total Stress kasus 16	61
Gambar 4.32 Grafik Total Stress kasus 17	62
Gambar 4.33 Grafik Total Stress kasus 18	63
Gambar 4.34 Grafik Total Stress kasus 19	64
Gambar 4.35 Grafik Total Stress kasus 20	65
Gambar 4.36 Grafik Total Stress kasus 21	66
Gambar 4.37 Grafik Total Stress kasus 22	67
Gambar 4.38 Grafik Total Stress kasus 23	68
Gambar 4.39 Grafik Total Stress kasus 24	69

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Definisi Lokasi.....	11
Tabel 2.2 Jenis Fluida	12
Tabel 2.3 Safety class	12
Tabel 4.1 Data pipa.....	33
Tabel 4.2 Data <i>barge</i>	33
Tabel 4.3 Data <i>stinger</i>	34
Tabel 4.4 Data gelombang	34
Tabel 4.5 Data arus	34
Tabel 4.6 Tabel koreksi.....	36
Tabel 4.7 Tanda kasus	43
Tabel 4.8 Konfigurasi rollder support	44
Tabel 4.9 Konfigurasi stinger	44
Tabel 4.10 Besar tegangan yang terjadi di kasus 1.....	45
Tabel 4.11 Besar tegangan yang terjadi di kasus 2.....	46
Tabel 4.12 Besar tegangan yang terjadi di kasus 3.....	47
Tabel 4.13 Besar tegangan yang terjadi di kasus 4.....	48
Tabel 4.14 Rangkuman Tegangan Statis	49
Tabel 4.15 Rangkuman Axial Tension dan Bending Moment.....	49
Tabel 4.16 Besar tegangan yang terjadi di kasus 5.....	50
Tabel 4.17 Besar tegangan yang terjadi di kasus 6.....	51
Tabel 4.18 Besar tegangan yang terjadi di kasus 7.....	52
Tabel 4.19 Besar tegangan yang terjadi di kasus 8.....	53
Tabel 4.20 Besar tegangan yang terjadi di kasus 9.....	54
Tabel 4.21 Besar tegangan yang terjadi di kasus 10.....	55
Tabel 4.22 Besar tegangan yang terjadi di kasus 11.....	56
Tabel 4.23 Besar tegangan yang terjadi di kasus 12.....	57
Tabel 4.24 Besar tegangan yang terjadi di kasus 13.....	58
Tabel 4.25 Besar tegangan yang terjadi di kasus 14.....	59
Tabel 4.26 Besar tegangan yang terjadi di kasus 15.....	60

Tabel 4.27 Besar tegangan yang terjadi di kasus 16.....	61
Tabel 4.28 Besar tegangan yang terjadi di kasus 17.....	62
Tabel 4.29 Besar tegangan yang terjadi di kasus 18.....	63
Tabel 4.30 Besar tegangan yang terjadi di kasus 19.....	64
Tabel 4.31 Besar tegangan yang terjadi di kasus 20.....	65
Tabel 4.32 Besar tegangan yang terjadi di kasus 21.....	66
Tabel 4.33 Besar tegangan yang terjadi di kasus 22.....	67
Tabel 4.34 Besar tegangan yang terjadi di kasus 23.....	68
Tabel 4.35 Besar tegangan yang terjadi di kasus 24.....	69
Tabel 4.36 Resume Hasil Tegangan	70
Tabel 4.37 Resume Hasil Axial Tension dan Bending Moment.....	70
Tabel 4.38 Resume Unity Check.....	70

DAFTAR NOTASI

p_0	= Tekanan hidrostatik
p_1	= Tekanan internal
R	= jari- jari
T	= <i>minimum wall thickness</i>
α_a	= Momen lentur
E	= <i>Modulus Young</i>
R_{cv}	= <i>Radius Curvature</i>
W_s	= <i>Submerged Weight</i>
T_h	= <i>Horizontal force at seabed</i>
X	= <i>Horizontal distance from touchdown point</i>
Z	= <i>Height above seabed</i>
S	= <i>Arc length</i>
θ	= <i>Angle to X axis</i>
P_c	= Tekanan Collapse
P_{el}	= Tekanan Collapse elastic
P_p	= Tekanan Collapse plastis
f_0	= <i>Ovality</i> , max 1.5 %
D	= Diameter Luar
t_2	= tebal minimum dinding pipa
E	= modulus young
α_{fab}	= faktor toleransi fabrikasi
ν	= Poisson ratio, 0.3

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A PERHITUNGAN *LOCAL BUCKLING*

LAMPIRAN B OUTPUT RAO BARGE MOSES

LAMPIRAN C INPUT DAN OUTPUT ANALISA STATIS

LAMPIRAN D INPUT DAN OUTPUT ANALISA DINAMIS

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Seiring berkembangnya dunia kebutuhan akan energi terus meningkat. Kurang lebih ada 200 juta jiwa manusia yang harus dipenuhi kebutuhan mereka akan energi. Maka pemenuhan kebutuhan itu menuntut adanya pengembangan teknologi yang handal dan efisien. Pipa bawah laut merupakan sarana yang sering dipakai oleh banyak industri minyak dan gas zaman sekarang untuk menyalurkan hasil produksinya baik itu hidrokarbon maupun gas karena dengan cara itu dapat mengurangi biaya dalam pendistribusiannya dari area pengeboran ke area daratan atau area tempat hidrokarbon itu akan di proses. Produk yang diangkut adalah gas alam bertekanan tinggi dan *crude oil* serta kondensat yang relatif bertekanan rendah. Pipa bawah laut bekerja 24 jam sehari, 365 hari dalam setahun selama umur pipa yang bisa sampai 30 tahun atau bahkan lebih (Soegiono, 2007).

Instalasi pipa bawah laut umumnya menggunakan metode S-Lay, J-Lay, *Reeling* dan *Towing method*. Instalasi pipa bawah laut ini sangat bergantung pada kondisi lingkungan seperti arus dan gelombang air laut yang nantinya langsung mengenai pipa. Selain itu dengan adanya kondisi tersebut otomatis juga akan berpengaruh pada gerakan *lay barge*. Pada saat peletakan pipa dari *lay barge* ke dasar laut membentuk lengkungan seperti huruf S. Sehingga dengan adanya berbagai faktor hidrodinamis tersebut menyebabkan terjadinya tegangan pada pipa terutama pada bagian *overbend* dan *sagbend* (Soegiono, 2007). Pada kondisi ini rawan terjadi *bending tension* dan *bending compression* yang dapat mengakibatkan *buckling*. Oleh karena itu, dibutuhkan pertimbangan perancangan yang tepat dalam design saat instalasi.

Pada penelitian ini, peneliti akan lebih memfokuskan pada perhitungan tegangan yang terjadi pada pipa saat proses instalasi pada kondisi statis dinamis. Setelah didapatkan tegangan yang dialami pipa kemudian dihitung *local buckling* pada daerah *sagbend* dan *overbend* pada pipa saat proses instalasi.

Sebelumnya penelitian serupa pernah diteliti oleh Mutiara Annisa dengan judul penelitian “Analisa instalasi *offshore pipeline* menggunakan metode S-LAY

pada kondisi statis dan dinamis pipa 16 inch PHE WMO” pada tahun 2015. Annisa berkesimpulan bahwa tegangan yang dialami pipa pada kondisi statis dan dinamis masih berada di bawah batas aman dengan nilai 59.4% SMYS dan 70.03% SMYS. Penelitian juga dilakukan Armando Rizaldy C M pada tahun 2011 dengan judul “Analisa *buckling* pada saat instalasi pipa bawah laut : Studi kasus saluran pipa baru “karmila-titi” milik CNOOC di *offshore south east sumatera* ”. Dari penelitian yang dilakukan, dapat disimpulkan bahwa apabila pipa mengalami *overstress* di daerah *sagbend* namun tidak mengalami *local buckling* atau *propagation buckling* karena $UC < 1$.

1.2 Rumusan Masalah

Dari latar belakang diatas didapatkan permasalahan sebagai berikut :

1. Berapa nilai tegangan yang dialami pipa pada saat proses instalasi pipa di daerah *sagbend* dan *overbend* ?
2. Bagaimana *local buckling* yang terjadi pada pipa saat proses instalasi di daerah *sagbend* dan *overbend* berdasarkan DNV OS-F101 ?

1.3 Tujuan

Dari perumusan masalah di atas, secara rinci tujuan penelitian ini antara lain:

1. Mengetahui berapa nilai tegangan yang dialami pipa pada saat proses instalasi pipa di daerah *sagbend* dan *overbend*.
2. Mengetahui perilaku pipa apakah mengalami *local buckling* saat proses instalasi pipa.

1.4 Manfaat

Dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan pemahaman mengenai proses instalasi pipa S-LAY, mengetahui berapa nilai tegangan yang dialami pipa kemudian apakah itu dapat mengakibatkan pipa mengalami *local buckling*.

1.5 Batasan Masalah

1. Metode instalasi menggunakan metode S-LAY.
2. Arah datang gelombang diasumsikan pada 0° , 45° , 90° , 135° , 180° terhadap *barge*.
3. Kedalaman divariasikan 8 meter, 12 meter, 16 meter, 19 meter
4. Analisa dinamis yang dilakukan adalah analisa *frequency domain*.
5. Kontur dasar laut dianggap datar.
6. Tidak dilakukan analisa sistem tambat pada saat instalasi
7. Panjang *stinger* konstan.
8. Sudut *stinger* konstan.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Semenjak dibangun tahun 1859, pipa menjadi salah satu alat distribusi minyak dan gas yang efisien. Dalam pelaksanaannya, pipa bawah laut menjadi pilihan yang efisien dan efisien karena tidak tergantung oleh cuaca. Namun demikian proses desain, pemilihan bahan dan proses instalasi harus diperhatikan dengan benar dan mengikuti aturan yang telah dibuat agar tingkat keamanannya terjaga.

Pada umumnya instalasi pipa bawah laut dilakukan oleh *lay barge*. Terdapat beberapa metode pemasangan pipa yaitu metode S-Lay, J-Lay, *Towing* dan *Reel lay*. Berdasarkan metode, pipa bawah laut mengalami pembebanan yang berbeda selama instalasi dari *lay barge*. Beban tersebut antara lain tekanan hidrostatik, *tension* dan *bending* (Yong Bai, 2005). Analisis proses instalasi dilakukan untuk mengetahui apakah pipa akan mengalami kegagalan atau tidak. Dalam proses analisis instalasi pipa bawah laut terdapat beberapa faktor yang harus kita perhatikan. Besar tegangan yang terjadi dan *initial buckling* harus kita perhatikan karena dapat mengakibatkan kegagalan saat proses instalasi yang berakibat pada penundaan pekerjaan dan kerugian. Terdapat dua kategori area yang harus dianalisa yaitu di area *overbend* dan *sagbend*.

Penelitian yang serupa sudah banyak dilakukan sebelumnya oleh Annisa (2015) namun tanpa menghitung apakah terjadi buckling pada pipa atau tidak. Rosyidi (2015) dilakukan dalam kondisi dinamis saja begitu pula penelitian yang dilakukan Rizaldy (2011) yang dilakukan hanya dalam kondisi statis.

2.2 Dasar Teori

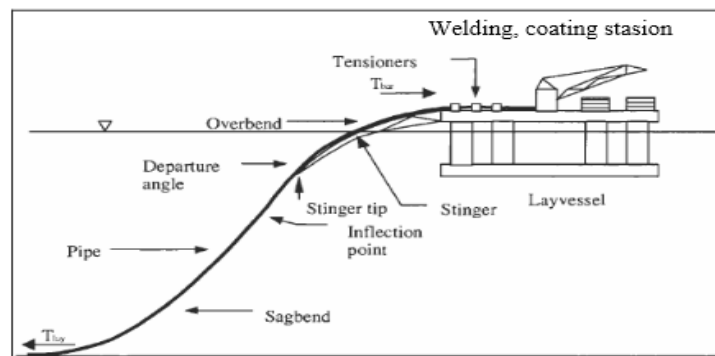
2.2.1 Metode Instalasi Pipa

Jika ditinjau dari letak instalasi pipa bawah laut dapat dilakukan dengan dua cara yaitu instalasi lepas pantai (*offshore instalation*) dan instalasi di darat (*onshore instalation*). Pada instalasi pipa yang berada dilepas pantai, terdapat berbagai metode instalasi yaitu S-lay dan J-lay, reel lay dan towing method. Proses instalasi S-Lay dan J-Lay dilakukan dengan menggunakan *lay barge*,

dimana hampir seluruh kegiatan produksi *pipeline* dan instalasi dilakukan diatas *lay barge*. Reel lay hampir sebagian besar digunakan di laut utara dimana menggunakan metode yang setipe dengan *lay barge* sementara towing method menggunakan tug atau pull barge.

2.2.2 Metode S-Lay

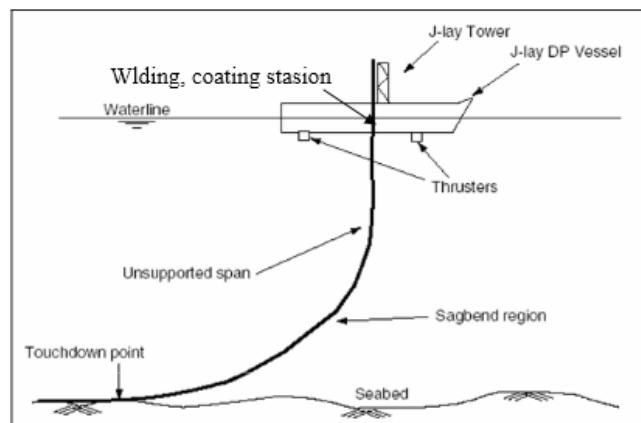
Untuk daerah kedalaman dangkal hingga kedalaman 600 meter metode yang paling sering digunakan adalah metode S-Lay. Kapal yang digunakan bisa menggunakan lay barge biasa atau menggunakan semi-submersible yang telah di modifikasi. Apa yang membuat kapal lay barge spesial adalah keberadaan jalur horizontal tambahan pada buritan yang disebut *stinger*. Dalam *lay barge* terdapat jalur horizontal panjang dimana ditempatkan seluruh peralatan seperti *tensioner* dan *welding station*. Ditempatkan beberapa *roller* pada stinger dan *lay barge* untuk menyangga pipa ketika berjalan dari *lay barge* menuju laut. *Roller* pada stinger dan *tensioner* akan membentuk kurva pada pipa, kurva ini lah yang disebut sebagai *overbend*. Sementara kurva yang dibentuk pipa ketika mencapai dasar laut karena berat pipa itu sendiri disebut sebagai *sagbend*. *Overbend* dan *sagbend* pada proses ini akan membentuk seperti huruf “S” sehingga disebut metode S-lay. Dalam metode S-lay, *tensioner* yang berada pada barge akan menarik pipa yang akan dipasang ke arah dalam dan memastikan bahwa tegangan dari semua pipa tidak melebihi tegangan izin. Dalam *barge* dilengkapi dengan alat pengatur tegangan pipa (*tension machines*), *abandonment and recovery winch*, dan *crane* untuk mengangkat pipa.



Gambar 2.1 Instalasi Metode S-Lay (Bai, 2005)

2.2.3 Metode J-Lay

Untuk melakukan proses instalasi pipa bawah laut untuk perairan dalam digunakan metode J-lay. Pada metode J-lay ini tidak terjadi *overbend* seperti yang terjadi pada metode S-lay, tidak ada *stinger* untuk menempatkan pipa dan pipa yang akan dilas dalam posisi mendekati vertikal yang kemudian akan diturunkan ke laut. Pada *barge* J-lay dilengkapi dengan tower yang digunakan untuk memposisikan pipa dan tempat penyambungan pipa.



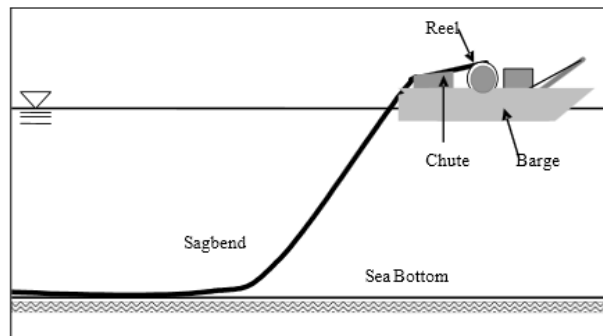
Gambar 2.2 Instalasi Metode J-Lay (Bai, 2005)

2.2.4 Metode Reel Lay

Metode *reel lay* merupakan metode instalasi pipa dengan cara menggulung pipa panjang pada sebuah gulungan berukuran raksasa yang kemudian pipa tersebut akan dipasang didasar laut seperti pada pemasangan kabel bawah laut. *Barge* yang digunakan untuk menginstalasi pipa dilengkapi dengan gulungan (*reel*) raksasa yang terdapat dibagian tengah *barge*, dilengkapi pula dengan adanya *chute* yang berfungsi sebagai landasan sebelum pipa diturunkan agar pipa tidak tertekuk pada saat instalasi.

Pipa yang dipakai untuk metode ini tidak diselimuti dengan beton akan tetapi pipa harus tetap didisain supaya stabil setelah proses instalasi, hal ini dimaksudkan agar pipa dapat digulung dalam *reel*. Adapun selimut yang digunakan untuk melindungi pipa adalah digunakan bahan yang dapat digulung tanpa mengalami kerusakan seperti seperti jenis bahan *epoxy*.

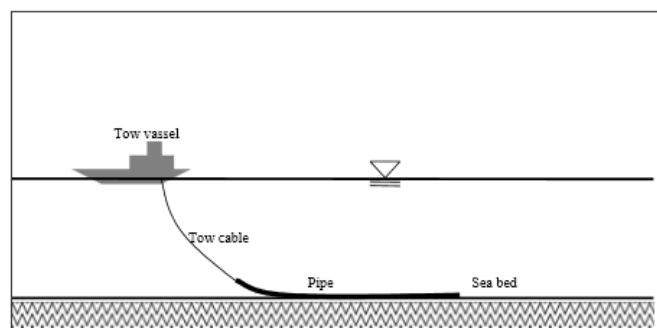
Pada proses instalasi dengan metode ini pipa yang akan dipasang dibuat terlebih dahulu didarat kemudian akan ditarik dan digulung di *reel* raksasa dalam *barge*. Pada saat penggulungan kelengkungan pipa harus didisain agar tidak mengalami *buckling* dan ovalisasi yang signifikan, selain itu tekukan pipa yang terjadi harus lebih kecil dari nilai leleh pipa yang digunakan.



Gambar 2.3 Instalasi Metode Reel Lay (Bai, 2005)

2.2.5 Metode Towing

Secara umum dapat digambarkan bahwa dalam *tow method* ini pipa akan dirakit di darat dengan masing-masing segmen antara 200-300 meter yang kemudian akan diberi akses menuju perairan melalui launching *ramp* atau *roller* yang dibangun sepanjang pantai menuju *surf zone*. Setelah itu segmen pipa yang telah siap (telah melewati test) ditarik ke laut dengan menggunakan *barge/tow vessel* yang berada 1000 meter atau lebih dari pantai. Setelah segmen pipa pertama ditarik kemudian ujung segmen yang berada didarat akan dilas dengan



Gambar 2.4 Instalasi Metode Towing (Bai, 2005)

segmen berikutnya, sementara barge berpindah maju untuk bersiap menarik kembali. Hal ini akan dilakukan sampai panjang pipa yang direncanakan.

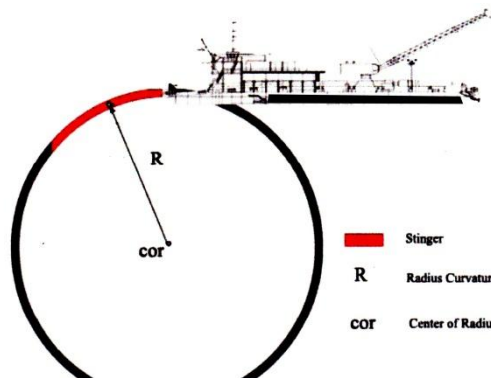
2.2.6 Proses Instalasi

Pada *laybarge* terdapat tempat untuk melakukan pengelasan (*welding station*), mesin *tension*, NDT *station* dan *coating station*. Roller akan membantu pipa bergerak dari *barge* hingga masuk ke laut. *Roller* yang ditempatkan pada *stinger* dan *barge*, bersama dengan mesin *tension* membentuk *curve support* untuk pipa. Pipa akan melengkung pada *curve support* ketika akan masuk kedalam laut sehingga pada bagian ini mengalami *bending* yang disebut *overbend*.

Tensioners akan mempertahankan tegangan konstan untuk menahan terjadinya *bending* yang berlebih dan mengimbangi gerakan dinamis *lay barge* di permukaan air laut. Mesin *tension* yang paling akhir biasanya terdapat pada bagian buritan pada *barge* yang letaknya berdekatan dengan *stinger*. Sehingga mesin *tension* ini berfungsi untuk mengatur *curvature sagbend* dan menjaga moment pada *stinger* saat pipa bergerak ke laut.

2.2.7 Stinger

Stinger berfungsi sebagai pengarah pipa pada roller yang terletak antara tubular sehingga pipa dapat meluncur ke bawah dari buritan pada *barge* sampai ke *seabed*. *Stinger* yang berada pada buritan kapal tersebut membentuk *radius curvature* yang disebabkan oleh lengkungan pada *stinger* itu sendiri. selain itu pada *stinger* tersebut dapat diubah-ubah kelengkungannya dengan menaikkan-turunkan *roller-roller* dengan menggunakan pin yang berada pada *stinger* hingga membentuk *radius curvature* yang diinginkan. *Stinger* berbentuk melengkung yang merupakan bagian dari lingkaran dengan jari-jari yang biasa disebut *radius curvature* dan digunakan sebagai ukuran lengkung dari *stinger*. Pada gambar 3.5 merupakan *radius curvature* dari lingkaran yang dihitung dari *center of radius* pada lingkaran sampai ke ujung lingkaran.



Gambar 2.5 *Radius Curvature Stinger* (Rosyidi, 2015)

2.2.8 Overbend

Daerah *overbend* biasanya dimulai dari *tensioner* pada *lay barge*, melalui *barge ramp*, dan turun ke *stinger* sampai titik *lift-off* dimana pipa tidak lagi didukung oleh *stinger*. Pada daerah *overbend* ini diharapkan total tegangan akibat dari berat pipa sendiri, *moment bending* pada tumpuan, atau roller tidak melebihi faktor design yaitu 0.206 % untuk analisis statik dan 0.260% untuk analisa dinamik.

2.2.9 Sagbend

Daerah *sagbend* biasanya dimulai dari titik inflection sampai titik *touch down* pada *seabed*. Tegangan pada *sagbend* di kontrol oleh jari-jari *stinger*, *departure angle* dan *pengaturan roller*. Stress diharapkan kurang dari 87% SMYS.

2.2.10 CODES dan STANDART

2.2.10.1 DNV OS-F101

DNV OSF-101 merupakan panduan dan pedoman praktis untuk properti proses instalasi pipa bawah laut yang dikeluarkan oleh lembaga independen terpercaya (*Det Norkse Veritas*).

DNV OS-F101 mengatur prosedur pemilihan material, fabrikasi, instalasi, inspeksi, pengujian, *commisioning*, operasi, perawatan, kualifikasi ulang dan pelepasan pipa (*abandonment*). DNV OS-F101 terdiri dari 12 bagian yang mengatur spesifikasi tiap proses yang berkaitan dengan proses pipa diantaranya :

Bab. 1 Pengenalan dan latar belakang pipa lepas pantai

Bab. 2 Filosofi desain

Bab. 3 Metodologi dan dokumentasi

Bab. 4 Jenis dan kriteria pembebanan

Bab. 5 Kriteria desain

Bab. 6 *Linepipe*

Bab. 7 Komponen pipa dan metode *assembly*

Bab. 8 Pengendalian korosi dan berat *coating*

Bab. 9 Instalasi pipa lepas pantai

Bab. 10 Operasi, inspeksi dan perbaikan

Bab. 11 Re-kualifikasi

Bab. 12 Informasi tambahan

Format yang digunakan dalam DNV OS-F101 menggunakan LRFD (*Load and Resistance Factor Design*) dan ASD (*Allowable Stress Design*). Selama proses instalasi maupun operasi sistem perpipaan lepas pantai menerima pembebanan yang bersifat fluktuatif baik dari beban lingkungan, beban insiden maupun beban instalasi. Dalam kondisi aktual, ketidakpastian beban tersebut diantisipasi dengan mengalikan faktor tertentu untuk beban yang terjadi.

2.2.10.2 Klasifikasi lokasi dan *fluid service*

Dalam batasan desain di DNV OS-F101 menentukan lokasi pemasangan, level kedalaman perairan maupun aktifitas disekitar lokasi dimana pipa tersebut akan dipasang. Untuk menentukan lokasi pemasangan pipa dapat diklasifikasikan berdasarkan tabel berikut :

Tabel 2.1 Definisi Lokasi

Lokasi	Definisi
1	Lokasi dimana tidak ada aktivitas manusia sepanjang rute <i>pipeline</i>
2	Bagian <i>pipeline</i> / <i>riser</i> disekitar <i>platform</i> dimana frekuensi aktivitas manusia cukup signifikan

diklasifikasikan juga jenis fluida yang mengalir dalam pipa tersebut dengan tabel berikut.

Tabel 2.2 Jenis Fluida

Kategori	Deskripsi
A	Fluida yang tidak mudah terbakar (non-hidrokarbon)
B	Fluida yang mudah terbakar pada kondisi temperatur lingkungan dan tekanan atmosfer (hidrokarbon)
C	Substansi yang tidak mudah terbakar (<i>non-toxic gas</i>) pada kondisi temperatur lingkungan dan tekanan atmosfer. Contoh: N ₂ , CO ₂ , H ₂ O
D	Gas alam 1 fasa bersifat <i>non-toxic</i>
E	Substansi yang mudah terbakar (<i>toxic gas/fluid</i>) pada kondisi temperatur lingkungan dan tekanan atmosfer

Sehingga dapat diklasifikasikan *safety class* berdasarkan tabel dibawah ini.

Tabel 2.3 Safety class

<i>Safety class</i>	Definisi
Low	Dimana kegagalan menyebabkan resiko kecelakaan manusia yang kecil dan konsekuensi yang kecil terhadap lingkungan dan ekonomi. Klasifikasi ini biasanya untuk fase instalasi
Medium	Untuk kondisi tertentu dimana kegagalan menyebabkan resiko kecelakaan manusia, polusi lingkungan yang signifikan atau konsekuensi ekonomi yang tinggi. Klasifikasi ini biasanya untuk kondisi operasi yang jauh dari daerah <i>platform</i>
High	Untuk kondisi operasi dimana kegagalan menyebabkan resiko kecelakaan manusia yang tinggi, polusi lingkungan yang signifikan atau konsekuensi ekonomi yang tinggi. Klasifikasi ini biasanya untuk operasi di lokasi 2.

Tujuan klasifikasi digunakan untuk menentukan jenis pembebanan dan efek yang terjadi setelah pembebanan baik pada fase konstruksi maupun operasi . Pada umumnya selama menjalani umur hidup sistem perpipaan akan mengalami berbagai jenis pembebanan antara lain :

a. Beban fungsional

Merupakan beban yang timbul karena eksistensi *pipeline*. Perhitungan beban fungsional dilakukan untuk memastikan *pipeline integrity*. Parameter yang mempengaruhi beban fungsional antara lain :

- Berat pipa
- Tekanan internal
- Tekanan hidrostatik eksternal
- Pengaruh komponen *fitting : elbow, flanges, nipple*

Dalam pengoperasiannya eksistensi beban fungsional sangat mempengaruhi tingkat *integrity*. Diharapkan dengan tingginya tingkat integritas pengoperasian pipa sedemikian rupa sehingga tidak ada efek yang merugikan pada pekerja, lingkungan dan penduduk.

b. Beban lingkungan

Beban yang dimaksud disini adalah beban yang berasal dari lingkungan dimana pipa tersebut dipasang diantaranya :

- Beban angin
- Beban arus dan gelombang memberikan pengaruh pada timbulnya gaya drag, gaya angkat, gaya inersia dan *vortex shedding*.
- Beban gempa

c. Beban fase konstruksi

Setelah melalui fase desain dan fabrikasi maka selanjutnya adalah fase konstruksi. Pada fase ini umumnya pipa mengalami perpindahan dari tempat penyimpanan menuju lokasi penumpukan pipa lalu menjalani proses pengangkatan pipa untuk instalasi.

d. Beban insiden

Selalu ada kemungkinan dalam proses pengoperasian pipa mengalami kerusakan akibat kebakaran, kontak dengan objek asing, *collapse*, *sinking* dimana pembebanan ini bersifat tiba-tiba terkadang bersifat gagal tiba-tiba.

2.2.10.3 Kondisi Batas (*Limit State*)

Analisis desain dan instalasi harus berdasarkan metode *engineering* yang diterima, kekuatan material, dan kondisi batas desain yang dipakai. Pertimbangan kekuatan selama proses instalasi dan operasi harus memenuhi batas keamanan minimum terhadap *yielding* maupun *buckling*.

Bentuk-bentuk kegagalan tersebut harus diperhatikan dalam instalasi pipa lepas pantai sebagai batasan desain. Kondisi batas menurut DNV OS-F101 dikelompokkan menjadi 4 kategori yaitu :

a. *Serviceability Limit State* (SLS)

Suatu kondisi dimana jika pembebanan melewati batas tersebut pipa tidak sesuai kondisi normal. Bentuk kegagalan yang dapat ditangani yaitu perubahan nominal diameter, akumulasi tegangan plastis dan kerusakan akibat berat *coating*.

b. *Ultimate Limit State* (ULS)

Suatu kondisi dimana jika pembebanan melewati batas tersebut pipa akan mengalami *collapse* yang bersifat katastropik dan akan kehilangan fungsinya sebagai sarana transportasi. Bentuk kegagalan yang dapat ditangani yaitu perubahan nominal diameter, *local buckling*, *global buckling*, retak yang tidak merata, *collapse* dan *compact*.

c. *Fatigue Limit State* (FLS)

Suatu kondisi batas untuk sistem pipa yang mempertimbangkan kondisi operasi dibawah pengaruh beban yang fluktuatif dan bersifat siklik. Kondisi yang dikategorikan sebagai beban siklik disini bisa dalam bentuk *high stress-low cycle* maupun *low stress-high cycle*. Bentuk kegagalan yang dapat ditangani yaitu timbulnya retak awal, perambatan retak dan berujung *fracture*.

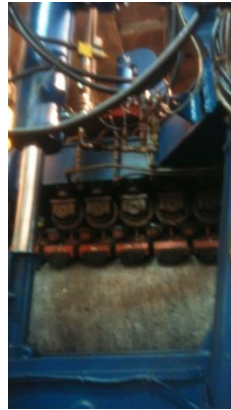
d. *Accidental Limit States* (ALS)

Suatu kondisi dimana jika pembebanan melewati batas tersebut pipa akan mengalami *collapse* yang bersifat katastropik dan kehilangan fungsinya dengan mempertimbangkan pengaruh beban tiba-tiba. Bentuk kegagalan yang dapat ditangani yaitu pipa terkena benturan benda lain seperti saat instalasi maupun operasi pipa tertabrak jangkar kapal.

2.2.11 Tegangan Pipa Saat Instalasi

2.2.11.1 Tegangan *Tensioner*

Tensioner merupakan mesin penarik yang menarik pipa menuju stinger. Selain itu *tensioner* juga berfungsi sebagai pengontrol besar kurva yang terbentuk di *sagbend* dan mengatur moment pada *stinger*. Dengan mengatur beban-beban tersebut maka bentuk-bentuk kegagalan seperti deformasi plastis, *buckling* dan *collapse* dapat dihindari. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa besar gaya *tensioner* ini berkisar antara 100 kN hingga 150 kN untuk kedalaman laut yang dangkal dan 300 kN untuk laut dalam. *Tensioner* biasanya terdiri dari track bawah yang terhubung secara *loop*.



Gambar 2.7 Tensioner

2.2.11.2 Tegangan *Hoop*

Ketika berada didalam air pipa mengalami tekanan hidrostatik dari air. Tekanan ini akan semakin besar jika kedalaman air semakin besar.

$$p_0 = \rho g h \quad (2.1)$$

Pada saat instalasi tidak ada tekanan internal karena tidak ada fluida yang mengalir dalam pipa. Tegangan terjadi akibat tekanan eksternal hidrostatik adalah tegangan *hoop* dan tegangan *radial*.

$$\sigma_h = \frac{(p_0 - p_1)r}{t} \quad (2.2)$$

$$\sigma_r = \frac{(p_0 - p_1) \left(r_1^2 - \frac{r_1^2 r_0^2}{r^2} \right)}{(r_0^2 - r_1^2)} \quad (2.3)$$

Dengan :

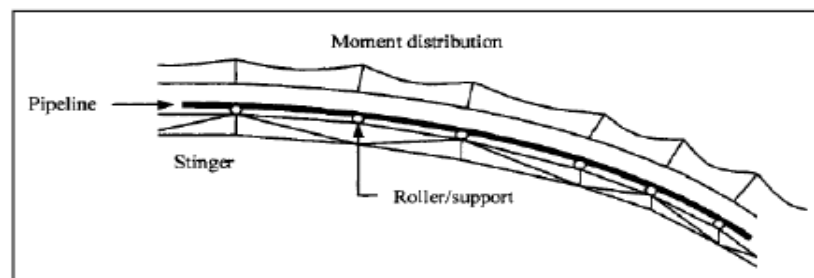
p_0 = Tekanan hidrostatik (mpa)

- p_1 = Tekanan internal (mpa)
 R = jari- jari (m)
 T = *minimum wall thickness* (mm)

2.2.11.3 Tegangan Pada Overbend

Overbend terjadi terutama pada *stinger* dan pada sebagian *lay barge*. Peletakan penumpu *roller* didesain sehingga membentuk *radius curvature* tertentu dan diatur agar dapat mengontrol besar tegangan pada *overbend*. Besar momen yang terjadi disepanjang *stinger* terdistribusi pada gambar. Besar tegangan momen lentur yang terjadi pada *stinger* dapat dihitung dengan persamaan berikut :

$$\sigma_a = \frac{ED}{2R_{cv}} \quad (2.4)$$



Gambar 2.8 Distribusi moment lentur pada *stinger* (Bai, 2005)

Radius curvature minimum pada *stinger* ditentukan dengan persamaan berikut :

$$R_{cv} = \frac{ED}{2\sigma_y f_D} \quad (2.5)$$

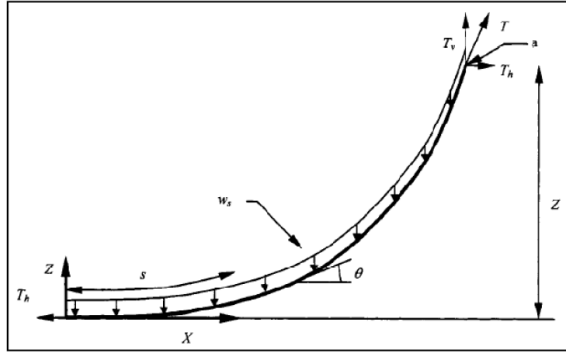
Dimana :

- αa = Momen lentur (mpa)
 E = *Modulus Young*
 R_{cv} = *Radius Curvature*

2.2.11.4 Tegangan Pada Sagbend

Ketika *pipeline* mencapai dasar laut pada saat instalasi, maka *pipeline* akan membentuk kurva tertentu secara alami akibat terjadinya defleksi yang besar. Bentuk kurva tersebut disebut dengan *sagbend*. Kurva *sagbend* sangat dipengaruhi oleh besar gaya aksial yang diberikan oleh *tensioner*. Model *catenary* merupakan model yang dapat digunakan dalam perhitungan hubungan antara gaya

tarik *tensioner* dan bentuk kurva. Komponen horizontal dari gaya tarik nilainya konstan dari titik sentuh/jatuh di dasar laut hingga ke ujung *stinger*. Sementara itu, komponen vertikal dari gaya tarik nilainya semakin besar dari titik sentuh/jatuh di dasar laut hingga ujung *stinger*, karena jumlah berat pipa yang terendam air semakin banyak.



Gambar 2.9 *Model Catenary* (Guo, 2014)

Bentuk kurva pada *sagbend* dinyatakan dengan

$$\frac{d\theta}{ds} = \frac{d^2z}{dx^2} \cos \theta = \frac{w_s}{T_h} \cosh \frac{xw_s}{T_h} \cos \theta \quad (2.7)$$

Pada titik jatuh didasar laut, *radius curvature* merupakan yang terbesar dan nilainya dapat dihitung berdasarkan persamaan diatas dengan kondisi batas ($x = 0 ; \theta = 0$)

$$\frac{1}{R} = \frac{w_s}{T_h} \quad (2.8)$$

Hubungan antara bentuk kurva *sagbend* dan regangan pada pipa adalah

$$\varepsilon = \frac{r}{R} \quad (2.9)$$

Dengan :

W_s = *Submerged Weight* (kg)

T_h = *Horizontal force at seabed* (mpa)

X = *Horizontal distance from touchdown point* (m)

Z = *Height above seabed* (m)

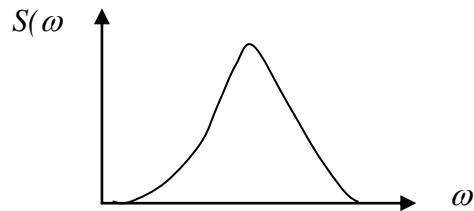
S = *Arc length* (degree)

θ = *Angle to X axis* (degree)

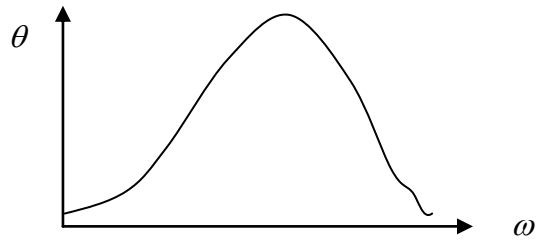
2.2.12 Respon Gerakan Pada Gelombang *Irregular*

Response Amplitude Operator (RAO) atau yang disebut sebagai *Transfer Function* adalah fungsi respon struktur akibat beban gelombang yang mengenai struktur lepas pantai pada frekuensi tertentu. RAO disebut *Transfer Function* karena RAO merupakan alat untuk mentransfer beban luar (gelombang) dalam bentuk respon pada suatu struktur. Tahap analisa sesuai dengan buku *Dynamics Of Marine Vehicles* (Bhattacharya, 1978) yang perlu dilakukan antara lain:

1. Membuat plot spektrum gelombang $S(\omega)$ yang sesuai dengan obyek analisa



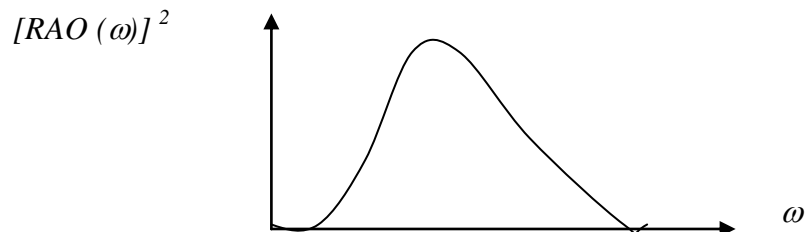
2. Membuat plot spektrum respon pada gelombang *reguler* (θ).



3. Membuat plot spektrum kuadrat dari RAO untuk mentransfer spektrum pada langkah ke-2 menjadi spektrum respon gelombang *irregular*.

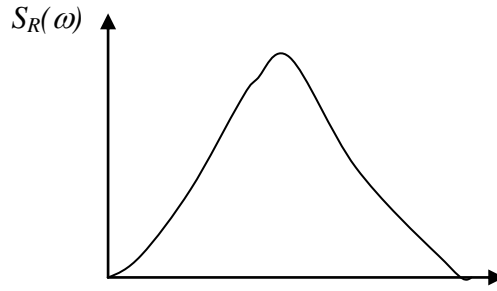
$$RAO(\omega) = \theta / \eta_a \quad (2.10)$$

dimana, η_a = Amplitudo gelombang, m



4. Membuat plot spektrum respon pada gelombang *irregular* dengan menggunakan persamaan :

$$S_R(\omega) = [RAO(\omega)]^2 S(\omega) \quad (2.11)$$



5. Penentuan karakteristik gerakan yang diperlukan dengan menggunakan luas area (m_0) di bawah plot spektrum pada langkah ke-4.

$$\theta_{1/3} = 2.000 m_0^{0.5} \quad (2.12)$$

$$\theta_{ekstrim} = \left[2 \ln \left\{ \frac{60^2 T}{2\pi} \sqrt{\frac{m_2}{m_0}} \right\} \right]^{1/2} \sqrt{m_0} \quad (2.13)$$

2.2.13 Spektrum Gelombang

Spektrum gelombang laut diperlukan untuk mengetahui karakteristik dari gelombang di permukaan laut. Bentuk-bentuk spektrum gelombang laut dapat digunakan untuk menentukan periode puncak gelombang dan panjang gelombang. Spektrum gelombang laut yang sering digunakan antara lain spektrum Pierson Moskowitz, spektrum JONSWAP (*Joint North Sea Wave Project*) dan spektrum ITTC ISSC. Bentuk spektrum gelombang laut dapat diketahui melalui data periode gelombang. Dengan mengumpulkan data frekuensi gelombang yang dapat dihitung dari periode gelombang ke dalam masing-masing fungsi kerapatan spektral, maka dapat diperoleh periode puncak spectrum. Melalui persamaan gelombang yang memberikan hubungan antara panjang gelombang dan suatu periode gelombang maka diperoleh panjang gelombang pada saat periode gelombang puncak.

2.2.13.1 Spektrum Jonswap

[Hasselman](#) pada tahun 1973 setelah menganalisis data yang dikumpulkan pada proyek *Joint North Sea Wave Observation Project* (JONSWAP) menemukan bahwa spektrum gelombang tidak pernah secara utuh berkembang. Spektrum mulai berkembang melalui persamaan non-linier, interaksi antar gelombang untuk

waktu dan jarak yang lama. Sehingga perlu ditambahkan faktor *artificial* ke persamaan Pierson-Moskowitz untuk memperbaiki pengukurannya. Spektrum JONSWAP adalah persamaan spektrum Pierson-Moskowitz dikali dengan *extra peak enhancement factor* atau γ . Rumus untuk mendapatkan spektrum jonswap adalah :

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp \left[-1,25 \left(\omega / \omega_0 \right)^{-4} \right] \gamma^{\exp \left[-\frac{(\omega - \omega_0)^2}{2\tau^2 \omega_0^2} \right]} \quad (2.14)$$

2.2.13.2 Permodelan Spektrum Dalam OFFPIPE

Spektrum gelombang akan digunakan OFFPIPE untuk mendefinisikan gerak dari laybarge dan memperhitungkan gaya hidrodinamik yang bekerja pada pipa dan *stinger*. Untuk mengerjakan analisis dinamis dalam *software* OFFPIPE telah diberikan satu rumusan generik spektra secara umum

$$S = \frac{B}{\omega^5} \times \exp \left(\frac{-C}{\omega^4} \right) \quad (2.15)$$

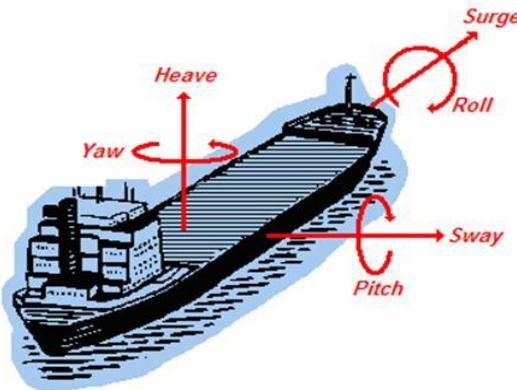
Dimana B dan C adalah koefisien dan eksponen spektra gelombang. Dari koefisien B dan C ini pengguna dapat menentukan sendiri tipe spektra apa yang ingin digunakan dalam analisis. Spektrum gelombang yang lazim digunakan seperti ITTC, ISSC, Bretschneider, Pierson-Moskowitz, JONSWAP bisa digunakan melalui persamaan diatas.

2.2.14 Respon Dinamis Struktur Apung

Setiap struktur terapung yang bergerak diatas permukaan laut selalu mengalami gerakan osilasi. Gerakan osilasi ini terdiri dari 6 macam gerakan, yaitu 3 macam gerakan translasional dan 3 macam gerakan rotasional. Macam gerakan tersebut meliputi :

- a. *Surging* : Gerak osilasi translasi pada sumbu-x
- b. *Swaying* : Gerak osilasi translasi terhadap sumbu-y
- c. *Heaving* : Gerak osilasi translasi terhadap sumbu-z
- d. *Rolling* : Gerak osilasi rotasional terhadap sumbu-x
- e. *Pitching* : Gerak osilasi rotasional terhadap sumbu-y

- f. *Yawing* : Gerak osilasi rotasional terhadap sumbu-z.



Gambar 2.10 Gerakan pada struktur terapung

Dari gambar diatas dapat diketahui bahwa hanya tiga macam gerakan yang merupakan gerakan osilasi murni yaitu *heaving*, *rolling*, dan *pitching*, karena gerakan ini bekerja di bawah gaya atau momen pengembali ketika struktur tersebut dari posisi kesetimbangannya. Untuk gerakan, *surging*, *swaying*, dan *yawing*, struktur tidak kembali menuju posisi kesetimbangannya semula, kecuali terdapat gaya atau momen pengembali yang menyebabkannya bekerja dalam arah berlawanan.

2.2.15 Analisis Dinamis

Menurut Chakrabarti ada dua pendekatan dasar yang dipertimbangkan dalam menganalisa masalah struktur terapung, yaitu dengan metode *frekuensi domain* dan *time domain*. Frekuensi domain biasanya dilakukan untuk penyelesaian yang sederhana. Solusi pada metode ini diperoleh melalui pendekatan persamaan diferensial. Keterbatasan dari metode ini adalah semua persamaan non-linier harus dirubah dalam bentuk persamaan linier.

Sedangkan untuk metode *time domain* menggunakan pendekatan integrasi numeris dari persamaan gerak dari semua sistem non-linier. Beberapa contoh persamaan yang menggunakan analisa non-linier adalah gaya drag, gaya pada *mooring* dan viskositas *damping*.

Dalam *American Petroleum Institute 1987 API RP 2T* membagi analisa dinamis struktur lepas pantai kedalam 2 metode analisa domain, yaitu:

- a. *Frequency domain analysis* adalah simulasi kejadian pada saat tertentu dengan interval frekuensi yang telah ditentukan sebelumnya. Frekuensi domain juga dapat digunakan untuk memperkirakan respon gelombang acak termasuk gerakan platform dan percepatan, gaya tendon dan sudut. Keuntungannya adalah lebih menghemat waktu perhitungan dan juga input atau output lebih sering digunakan oleh perancang. Namun kekurangannya metode ini adalah semua persamaan non-linier harus diubah dalam bentuk linear.
- b. *Time domain analysis* adalah penyelesaian gerakan dinamis struktur berdasarkan fungsi waktu. Pendekatan yang dilakukan dalam metode ini menggunakan prosedur integrasi waktu dan akan menghasilkan respon *time history* berdasarkan waktu $x(t)$.

Metode *time domain solution* secara umum digunakan untuk tahap final detail desain dan untuk mengecek solusi *frequency domain*. Metode *time domain* biasanya digunakan untuk analisis kondisi ekstrim tetapi tidak digunakan untuk analisis *fatigue* atau analisis kondisi lebih moderat dimana analisis linierisasi bekerja lebih efisien. Sejak integrasi numerik langsung persamaan motion dilakukan, pengaruh-pengaruh fungsi-fungsi nonlinier gelombang relevan dan variabel-variabel motion diikutkan. Keuntungan dari metode *time domain* dibanding metode *frequency domain* adalah semua tipe *non-linier* (matrik sistem dan beban-beban eksternal) dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Ketidakuntungannya adalah memerlukan waktu menghitung yang lebih banyak, seperti periode simulasi memerlukan waktu panjang. Simulasi *time domain* dapat dikerjakan menurut beberapa skema integrasi. Untuk dapat mewakili kondisi sebenarnya simulasi minimal dilakukan selama 3 jam.

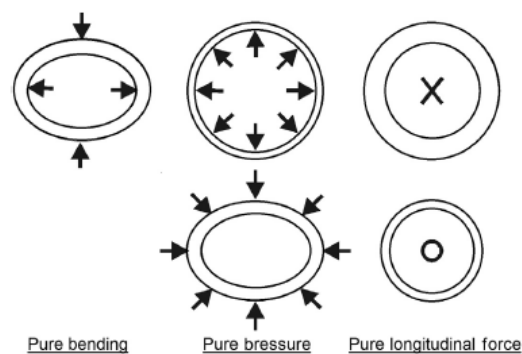
Dengan menyelesaikan persamaan tersebut menggunakan prosedur integrasi waktu, satu didapat solusi pada pola *responses time history* (t). Pada umumnya semua matrik sistem (*massa*, *damping* dan kekakuan) dapat difungsikan sebagai response atau waktu, seperti pada kasus vektor beban (analisis *non-linier*). Matrik

sistem konstan memberikan analisis *linier*. Output dari analisis *time domain* adalah respons *time series* dimana:

1. Simulasi gelombang reguler dapat digunakan untuk memprediksikan *transfer function* dengan mengambil rasio respons amplitudo dengan input amplitudo gelombang.
2. Spektrum respons dapat dihitung dari time series, memberikan informasi yang sama dengan analisis *frekuensi domain*.
3. Respon ekstrim dapat diestimasi secara langsung dari puncak respons selama simulasi.

2.2.16 Buckling

Penekukan (*buckling*) pada pipa dapat didefinisikan sebagai perubahan deformasi (*ovaling*) pada penampang pipa yang terjadi pada satu atau seluruh bagian pipa. Dengan kata lain *buckling* terjadi dalam keadaan dimana pipa sudah tidak bundar atau mengalami perubahan bentuk akibat tekanan hidrostatik yang besar pada kedalaman tertentu. Kemungkinan terjadinya buckling pada suatu struktur *pipeline* harus dipertimbangkan untuk menghindari kegagalan pada pipa. Analisa *Buckling* dibagi menjadi dua bagian yaitu *Local buckling* dan *Global Buckling*. *Local buckling* merupakan suatu kondisi dimana terjadi deformasi bentuk pada penampang melintang suatu pipa. Analisis *local buckling* dilakukan untuk kondisi instalasi, hal ini disebabkan karena proses instalasi merupakan kondisi paling kritis terjadinya *local buckling* akibat adanya eksternal pressure, axial force dan bending moment.



Gambar 2.11 Penampang pipa yang terdeformasi akibat beban (Bai, 2005)

Analisa *buckling* menurut DNV OS-F101 dilakukan dengan melakukan analisa perhitungan *system collapse* dan *combined loading*. Perhitungan *System Collapse* dilakukan untuk mencari Karakteristik *collapse pressure* (P_c). Tahanan *Collapse* (P_c) adalah tahanan karakteristik dari material pipa terhadap tekanan eksternal yang ditentukan dengan persamaan :

$$(P_c - P_{el})(P_c^2 - P_p^2) = P_c P_{el} P_p f_0 \frac{D}{t_2} \quad (2.16)$$

$$P_{el} = \frac{2E}{1-\nu^2} \left[\frac{t_2}{D} \right]^3 \quad (2.17)$$

$$P_p = 2f_y \alpha_{fab} \frac{D}{t_2} \quad (2.18)$$

$$f_0 = \frac{D_{max} - D_{min}}{D} \quad (2.19)$$

Keterangan :

- P_c = Tekanan *Collapse*
- P_{el} = Tekanan *Collapse elastic*
- P_p = Tekanan *Collapse* plastis
- f_0 = Ovality, max 1.5 %
- D = Diameter Luar
- t_2 = tebal minimum dinding pipa
- E = modulus young
- α_{fab} = faktor toleransi fabrikasi
- ν = Poison ratio, 0.3

Dari persamaan-persamaan 2.13 sampai 2.16 diatas, karakteristik *collapse pressure* dapat dicari dari *analytical solution* dengan polinomial derajat 3 sebagai berikut:

$$P_c = y - \frac{1}{3}b \quad (2.20)$$

Dengan :

$$b = -P_{el} \quad (2.21)$$

$$c = - \left(P_p^2 + P_{el} P_p f_0 \frac{D}{t_2} \right) \quad (2.22)$$

$$d = P_{el} P_p^2 \quad (2.23)$$

$$u = \frac{1}{3} \left(-\frac{1}{3}b^2 + c \right) \quad (2.24)$$

$$y = -2\sqrt{-u} \cos\left(\frac{\phi}{3} + \frac{60\pi}{180}\right) \quad (2.25)$$

$$v = \frac{1}{2}\left(\frac{2}{27}b^2 - \frac{1}{3}bc + d\right) \quad (2.26)$$

$$\Phi = \cos^{-1}\left(\frac{-v}{\sqrt{-u^3}}\right) \quad (2.27)$$

Pipa yang mengalami kombinasi pembebanan akibat mornen bending dan gaya aksial pada saat instalasi harus dicek sehingga memenuhi syarat kekuatan. Pengecekan terhadap beban kombinasi yang bekerja pada pipa dilakukan untuk dua kondisi yaitu kondisi *Internal Overpressure* dan *External Overpressure*.

- Pipa Mengalami *Internal Overpressure*

Pipa akan mengalami *Internal Overpressure* saat tekanan internal pipa melebihi tekanan eksternal maksimum yang terjadi pada luar pipa. Berdasarkan *code* DNV OS-F101 tahun 2000 pengecekan buckling dilakukan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\gamma_{SC}\gamma_m \left(\frac{S_d}{\alpha_c S_p}\right)^2 + \gamma_{SC}\gamma_m \left(\frac{M_d}{\alpha_c M_p} \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta p_d}{\alpha_c p_b(t_2)}\right)^2}\right) + \left(\frac{\Delta p_d}{\alpha_c p_b(t_2)}\right)^2 \leq 1 \quad (2.28)$$

M_d dan S_d adalah beban yang bekerja saat instalasi pipa, yang didapatkan berdasarkan analisis instalasi. M_p adalah batasan kekuatan plastis material dalam menahan momen yang ditentukan dengan menggunakan persamaan:

$$M_p = f_y(D - t_2)^2 \quad (2.29)$$

S_p adalah batasan kekuatan plastis material dalam menahan gaya aksial yang ditentukan dengan menggunakan persamaan:

$$S_p = f_y \pi(D - t_2)t_2 \quad (2.30)$$

- Pipa Mengalami *External Overpressure*

Pipa akan mengalami *External Overpressure* saat tekanan eksternal maksimum yang terjadi pada luar pipa melebihi tekanan internal pipa. Berdasarkan *code* DNV 2013 pengecekan dilakukan dengan menggunakan persamaan :

$$\left(\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{M_d}{\alpha_c M_p} \right) + \gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{S_d}{\alpha_c S_p} \right)^2 \right)^2 + \left(\gamma_{sc} \gamma_m \left(\frac{p_e}{p_c} \right) \right)^2 \leq 1 \quad (2.31)$$

Keterangan :

Md = Momen Bending Desain

Sd = Gaya aksial efektif Desain

Pd = Selisih tekanan Eksternal dan Internal

Mp = Tahanan Momen Plastis

Sp = Tahanan Aksial Plastis

Pb = Tahanan *bursting*

α_c = Parameter *strain hardening* (Maksimum Sebesar 1.2)

γ_m = *Material Resistance Factor* (1.15)

γ_{sc} = *Safety class Resistance Factor*

fy = Batas leleh Baja

D = Diameter Luar

t₂ = *Nominal Wall thickness*

2.2.17 Permodelan dengan OFFPIPE

Permodelan material yang dilakukan OFFPIPE mengikuti permodelan *Ramberg-Osgood*. Menurut *Ramberg-Osgood* permodelan material dinyatakan dengan persamaan:

$$\frac{\kappa}{K_y} = \frac{M}{M_y} + A \left(\frac{M}{M_y} \right)^B \quad (2.32)$$

Dengan :

K : Kurvatur dari pipa

M : *Bending moment* dari pipa

M_y : 2 . I_c . σ_y/D

K_y : 2 . $\sigma_y/(E \times D)$

E : Modulus elastisitas material baja

D : Diameter pipa

I_c : Momen inersia pipa

σ_y : Tegangan elastis nominal pipa

Pada program OFFPIPE pipa, *stinger*, *laybarge* dan dasar laut akan dimodelkan oleh OFFPIPE dengan permodelan elemen yang sesuai berdasarkan data yang dimasukkan.

OFFPIPE dapat melakukan analisis antara lain :

1. Analisis statis dan dinamis pada kasus instalasi pipa lepas pantai dengan metode S-Lay dan J-Lay
2. Melakukan analisis permulaan peletekana pipa dan *abandonment and recovery*
3. Menghitung besar tegangan statis, panjang span dan defleksi pada pipa
4. Analisis *davit lift* dan *tie in*

Pada OFFPIPE pipa dan kabel dimodelkan sebagai elemen beam yang terbentang mulai dari *lineup station* hingga dasar laut. Elemen-elemen khusus yang lain digunakan untuk memodelkan penumpu pipa, *tensioner*, *laybarge*, dan *stinger*. Sementara dasar laut dimodelkan sebagai pondasi kontinyu elastis dengan faktor gesekan tertentu dari tanah. OFFPIPE terdiri dari program utama dan serangkaian pilihan modul. Program utama digunakan untuk melakukan proses analisis elemen hingga yang dikembangkan secara khusus untuk permodelan dari struktur *beam* dan kabel yang tidak linear. Setiap modul membantu OFFPIPE dalam melakukan analisis setiap masalah yang dihadapi saat proses instalasi dan operasi lapangan minyak bumi dan gas lepas pantai.

Secara umum kemampuan OFFPIPE dapat dijabarkan sebagai berikut :

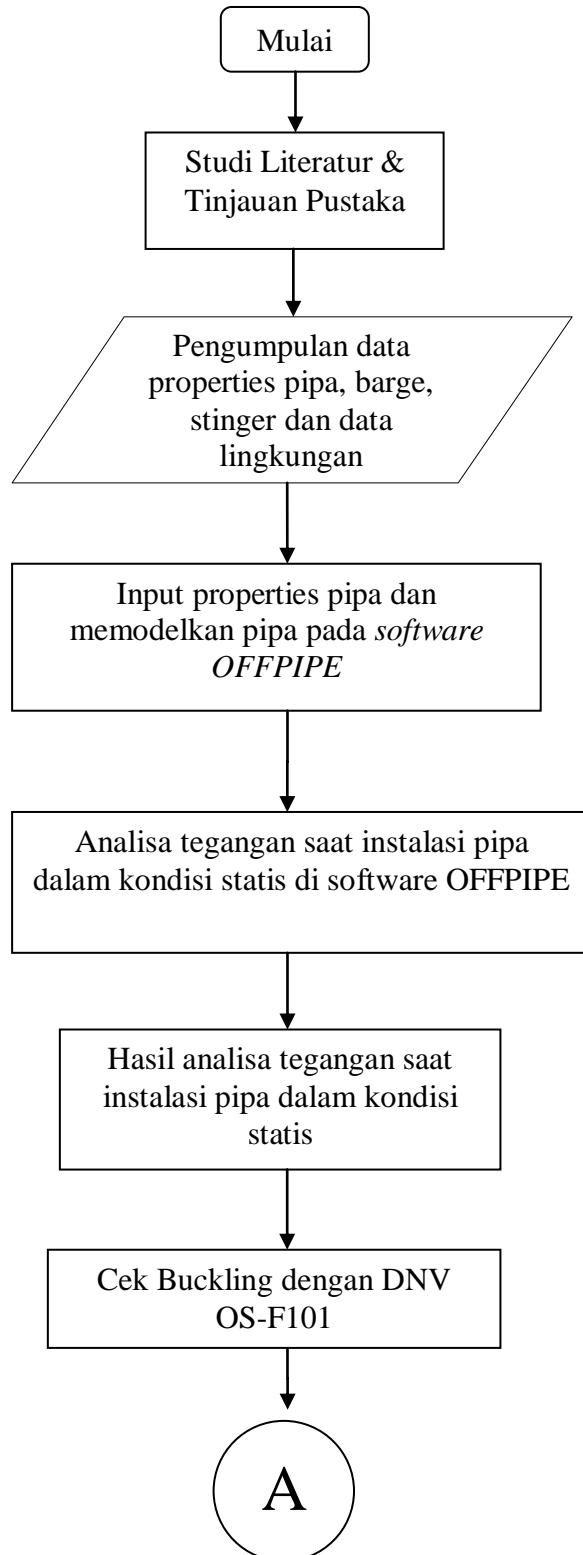
1. Permodelan elemen hingga untuk keseluruhan bagian pipa, termasuk didalamnya *stinger* dan *seabed*
2. Permodelan elemen hingga secara otomatis akan dihasilkan dari input data yang diberikan oleh *user*
3. Hasil keluaran dari program ini terdapat penjelasan konfigurasi dari *laybarge* dan *stinger* yang bisa dijadikan referensi.

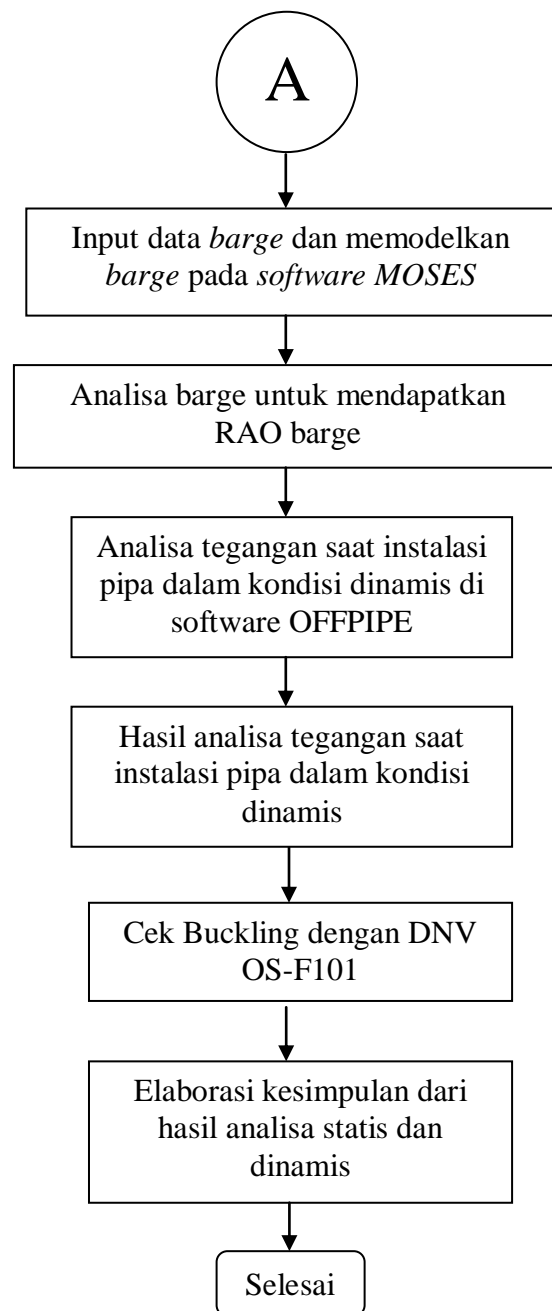
4. Dalam proses analisis *pipelaying* menghitung tekanan pipa pada daerah *overbend* dan *sagbend*, menentukan sudut dan kelengkungan pipa di *barge* dan ujung *stingeri*, serta menghitungn posisi pendaratan pipa di dasar laut
5. Dalam analisis *davit lift*, menghitung tegangan pipa dan geometri dari *davit supportet pipa* dan *unsupported span*, menghitung panjang dan tegangan dari *davit line*, serta menghitung posisi pendaratan pipa di dasar laut.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian





3.2 Prosedur Penelitian

Untuk menyelesaikan permasalahan dalam penelitian ini diperlukan langkah-langkah urutan pengerjaan yang harus dicapai. Antara lain:

1. Studi literatur dan tinjauan pustaka

Melakukan studi literatur buku-buku, jurnal atau referensi-referensi yang berkaitan sebagai bahan penunjang penelitian ini. Penelitian sebelumnya pernah dilakukan oleh Mutiara dan Mahfud pada tahun 2015, Rudy pada tahun 2014 dan Armando pada tahun 2011.

2. Pengumpulan data pipa, data *stinger*, *barge* serta data lingkungan.
 Pada kasus ini keseluruhan data diambil dari kontraktor PT.Dwisatu Mustika Bumi yang mengerjakan penggelaran pipa milik PT.Kaltim Prima Coal.
3. Analisa tegangan saat instalasi pipa dalam kondisi dinamis di software OFFPIPE.
 Kita masukan data *barge*, lingkungan, properties pipa, RAO *barge*, *stinger* untuk kemudian kita modelkan. Dari model kemudian kita running untuk mendapatkan tegangan yang dialami pipa di daerah *sagbend* dan *overbend* pada kondisi dinamis.
4. Input properties pipa dan memodelkan pipa pada *software* OFFPIPE
 Pada tahapan ini kita masukan data properties pipa, data lingkungan, data *barge*, *stinger* untuk kita modelkan dalam software.
5. Analisa tegangan saat instalasi pipa dalam kondisi statis di software OFFPIPE .
 Dari model kemudian kita running untuk mendapatkan tegangan yang dialami pipa di daerah *sagbend* dan *overbend* pada kondisi statis.
6. Cek *Local buckling* untuk analisa statis dengan DNV OS-F101.
7. Input data *barge* dan memodelkan *barge* pada *software* MOSES
Software yang digunakan adalah MOSES dimana pada software MOSES kita bisa memodelkan *barge* dengan menggunakan data yang ada.
8. Running model hingga menghasilkan respon dinamis pada *barge* berupa RAO.
 Respon dinamis *barge* atau RAO akan kita perlukan sebagai bahan masuk dalam software OFFPIPE untuk menganalisis tegangan yang dialami oleh pipa akibat pengaruh gerakan *barge*.
9. Masukan RAO *barge* dan properties pipa juga *stinger* dalam software OFFPIPE.
10. Dari model kemudian kita running untuk mendapatkan tegangan yang dialami pipa di daerah *sagbend* dan *overbend* pada kondisi dinamis.

11. Cek *Local buckling* untuk analisa dinamis dengan DNV OS-F101.
12. Elaborasi kesimpulan dari analisa statis dan dinamis.

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Pengumpulan data

Data-data yang diperlukan meliputi data properti pipa, data lingkungan, data *laybarge* dan data *stinger*. Data bersumber dari PT. Dwisatu Mustika Bumi. Pengumpulan data yang sudah didapatkan adalah sebagai berikut :

a. Data Pipa

Tabel 4.1 Data pipa

<i>Parameters</i>	<i>Units</i>	<i>Value</i>
<i>Outside Diameter</i>	mm	508 (20 inch)
<i>Wall Thickness</i>	mm	15,9
<i>Material</i>	-	API 5L Grade X52 PSL2 CS
<i>Seam Type</i>	-	SAWL
<i>SMYS</i>	MPa	360,0 (52,20 ksi)
<i>SMTS</i>	MPa	460,0 (66,70 ksi)
<i>Young Modulus</i>	MPa	2,07 x 10 ⁵ (30022,9 ksi)
<i>Poison Ratio</i>	-	0,3
<i>Density</i>	kg/m ³	7850
<i>Coefffficient of Thermal Expansion</i>	/°C	1,1 x 10 ⁻⁵
<i>Service</i>	-	Diesel Oil

b. Data Barge

Tabel 4.2 Data barge

<i>Description</i>	<i>Value</i>	<i>Unit</i>
<i>Length Overall</i>	62	m
<i>Breadth</i>	11	m
<i>Depth</i>	3	m
<i>Vessel Draft</i>	1,99	m
<i>Trim</i>	0	m
<i>Hitch Coordinate (w.r.t Barge deck)</i>	X= -0,399; Y= -0,744	m
<i>Number of Tensioners</i>	1	Nos

<i>Capacity of Tensioner</i>	40	T
<i>Stinger Length</i>	30	m

c. *Stinger Parameters*

Tabel 4.3 Data *stinger*

<i>Type</i>	:	<i>Floating stinger</i>
<i>Rollers on Stinger</i>	:	5
<i>Stinger Length</i>	:	30 m

d. Data Gelombang

Tabel 4.4 Data gelombang

<i>Return Period</i>	<i>Max. Wave Height (m)</i>	<i>Wave Period (Sec)</i>
1-year	2,11	7,2
100-Year	3,19	8,8

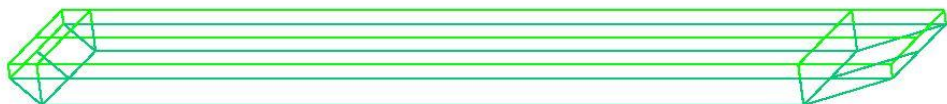
e. Profil Arus

Tabel 4.5 Data arus

<i>Return Period</i>	<i>Current Velocity (m/s)</i>
1-year	0,2
100-year	0,25

4.2 Permodelan barge

Laybarge dimodelkan sesuai dimensi *barge* serta sesuai sarat air yang diberikan oleh data. Permodelan *barge* dilakukan tanpa *mooring*. Permodelan dilakukan dengan bantuan software MOSES dan MAXSURF untuk kemudian divalidasi. Di bawah ini merupakan hasil permodelan dari software MOSES dan MAXSURF.



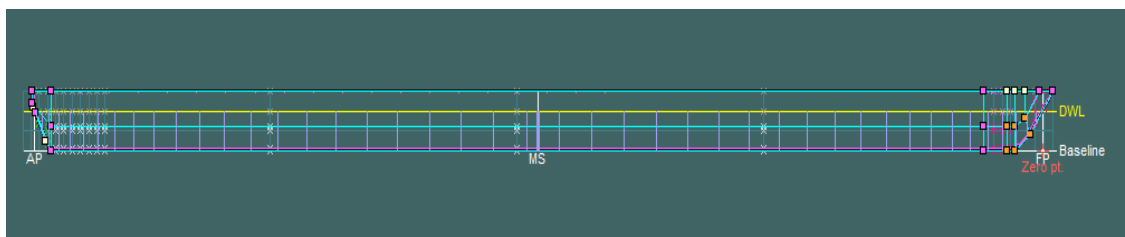
Gambar 4.1 Model barge



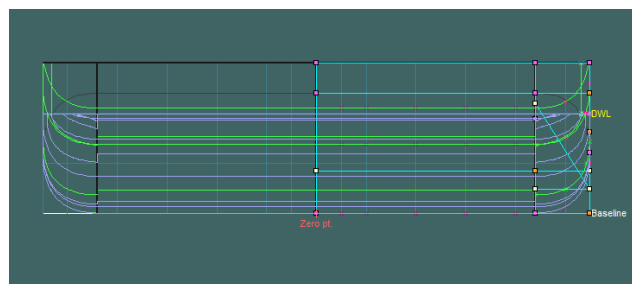
Gambar 4.2 Model barge tampak atas



Gambar 4.3 Model barge tampak depan



Gambar 4.4 Model barge MAXSURF tampak samping



Gambar 4.5 Model barge MAXSURF tampak depan

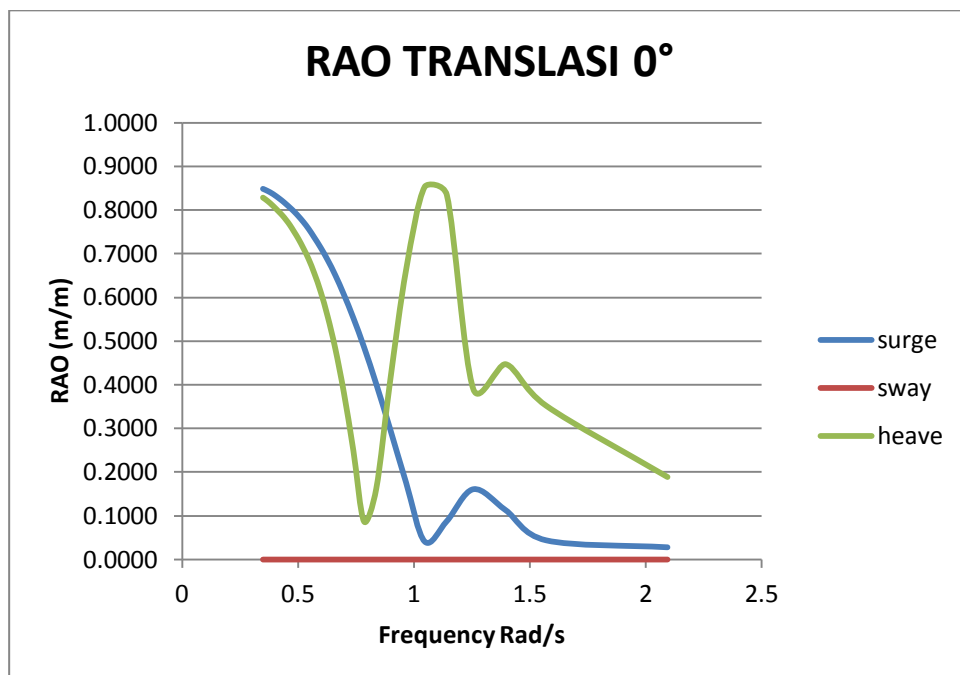
Analisis hasil permodelan *barge* dilakukan dengan membandingkan antara nilai *displacement* yang dihasilkan pada software MOSES dan MAXSURF dengan data *booklet stability* dari *laybarge* Alpha DMB 88.

Tabel 4.6 Tabel koreksi

No	Displacement		Satuan	Koreksi	
1	Asli	1351	T		
2	Maxsurf	1316	T	0.025907	%
3	Moses	1303	T	0.035529	%

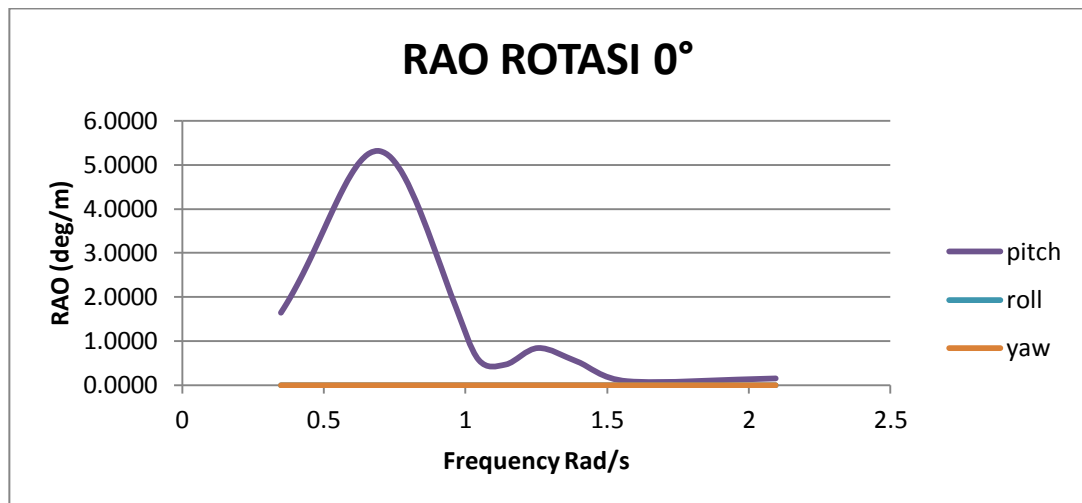
4.3 Analisis Barge Alpha DMB 88

Pada bagian ini akan dianalisis gerakan dari barge Alpha DMB 88 dalam kondisi *free floating* dengan kondisi lingkungan sesuai dengan data. Output yang dihasilkan berupa grafik RAO (*Response Amplituded Operator*) dengan arah pembebanan $0^\circ, 45^\circ, 90^\circ, 135^\circ, 180^\circ$ dalam gerak *surge*, *heave*, *sway*, *roll*, *pitch*, *yaw*.



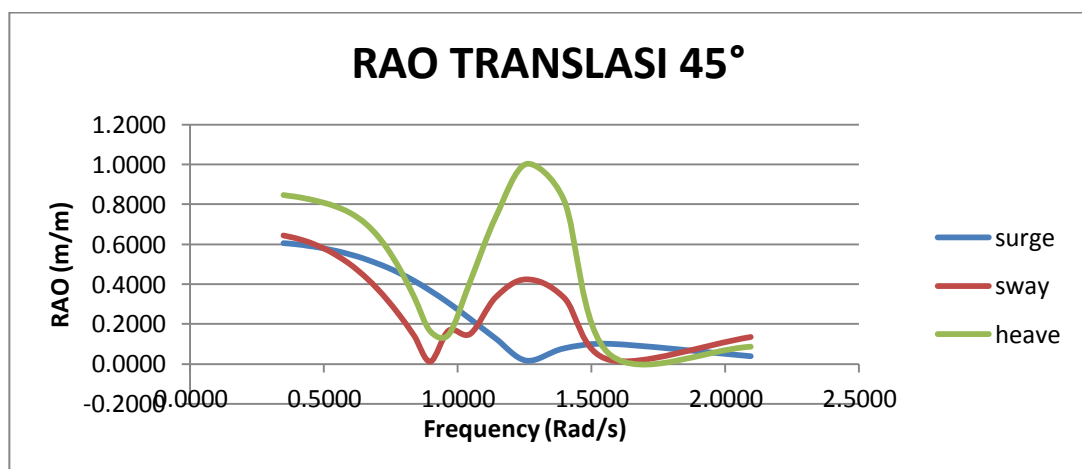
Gambar 4.6 Grafik RAO translasi 0°

Pada gambar 4.6 dapat diketahui bahwa respon signifikan pada arah pembebanan 0° untuk gerakan translasional terjadi pada arah pembebanan *heave* ketika frekuensi 1,0472 rad/sec dengan nilai sebesar 0,8530 m/m dan 0,8480 m/m ketika frekuensi 0,3491 rad/sec untuk arah pembebanan *surge*.



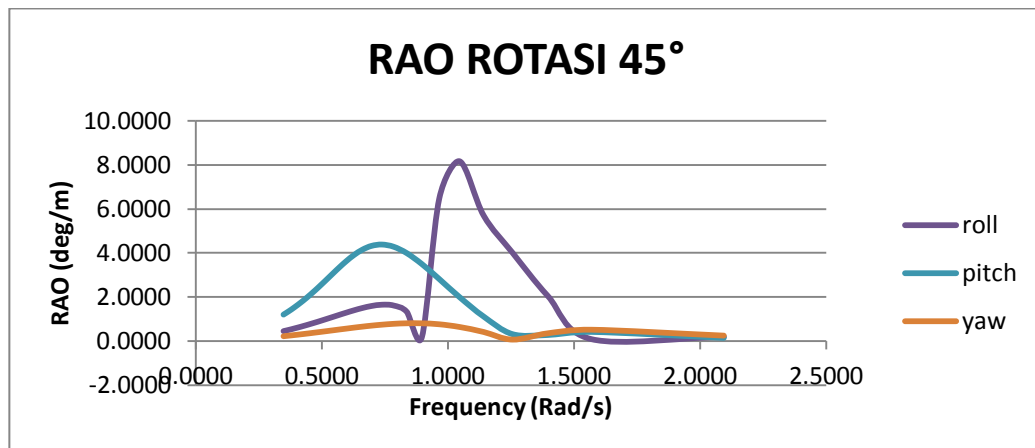
Gambar 4.7 Grafik RAO rotasi 0°

Sementara untuk gerakan rotasi pada arah pembebanan 0° sesuai gambar 4.7 nilai paling signifikan terjadi pada frekuensi 0,6981 rad/sec dengan nilai sebesar 5,3070 deg/m pada gerakan *pitch*, kemudian respon terus menurun seiring bertambahnya frekuensi.



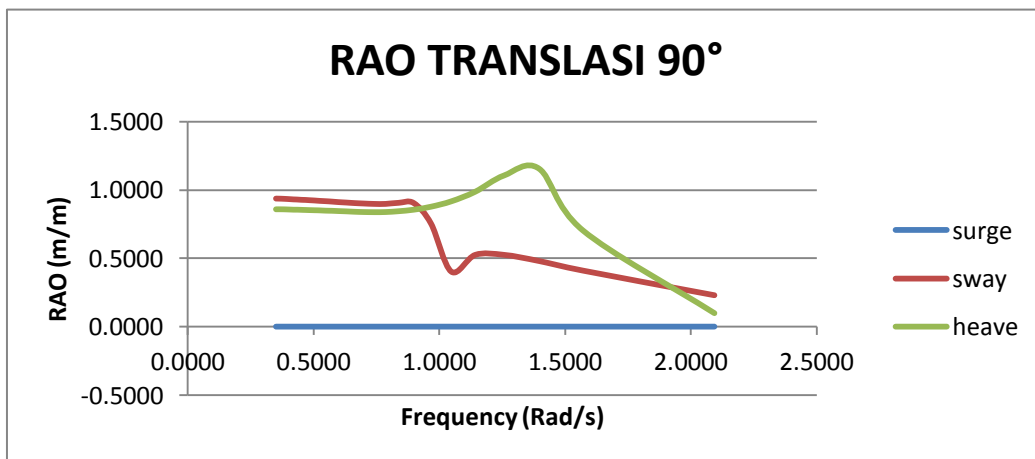
Gambar 4.8 Grafik RAO translasi 45°

Pada gambar 4.8 dapat diketahui bahwa respon signifikan pada arah pembebanan 45° untuk gerakan translasional terjadi pada arah pembebanan *surge* ketika frekuensi 0,3491 rad/sec dengan nilai sebesar 0,6050 m/m, 0,6450 m/m untuk frekuensi yang sama pada arah pembebanan *sway* dan nilai sebesar 1,0020 m/m untuk frekuensi 1,2566 rad/sec.



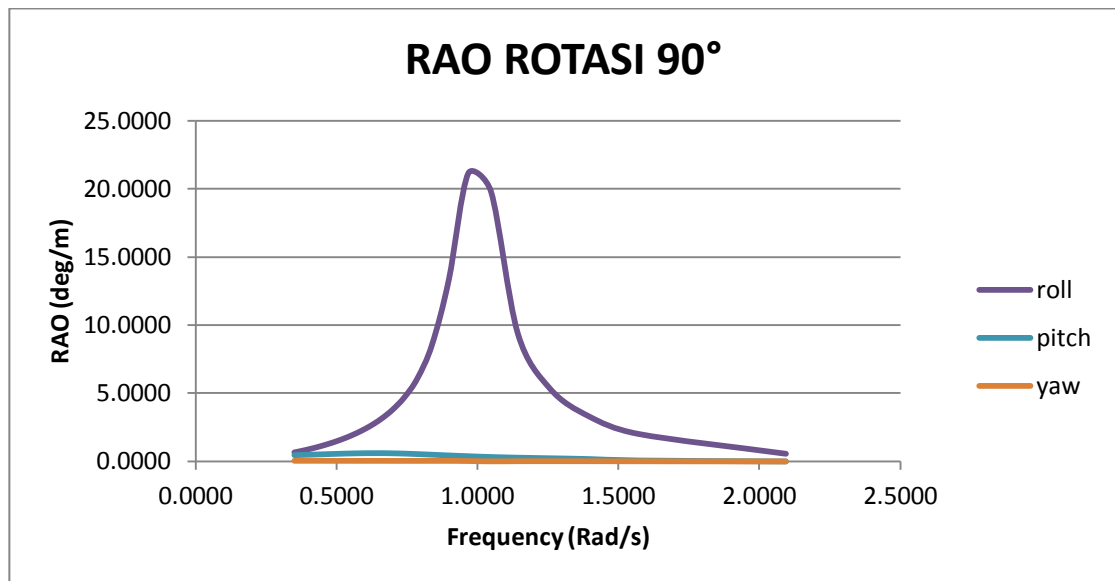
Gambar 4.9 Grafik RAO rotasi 45°

Sementara untuk gerakan rotasi pada arah pembebanan 45 ° sesuai gambar 4.8 nilai paling signifikan terjadi pada frekuensi 1,0472 rad/sec dengan nilai sebesar 8,1710 deg/m pada gerakan *roll*, nilai sebesar 4,3840 deg/m pada frekuensi 0,7392 rad/sec untuk gerakan *pitch* dan nilai sebesar 0,8050 deg/m pada frekuensi 0,8378 rad/sec kemudian respon terus menurun seiring bertambahnya frekuensi.



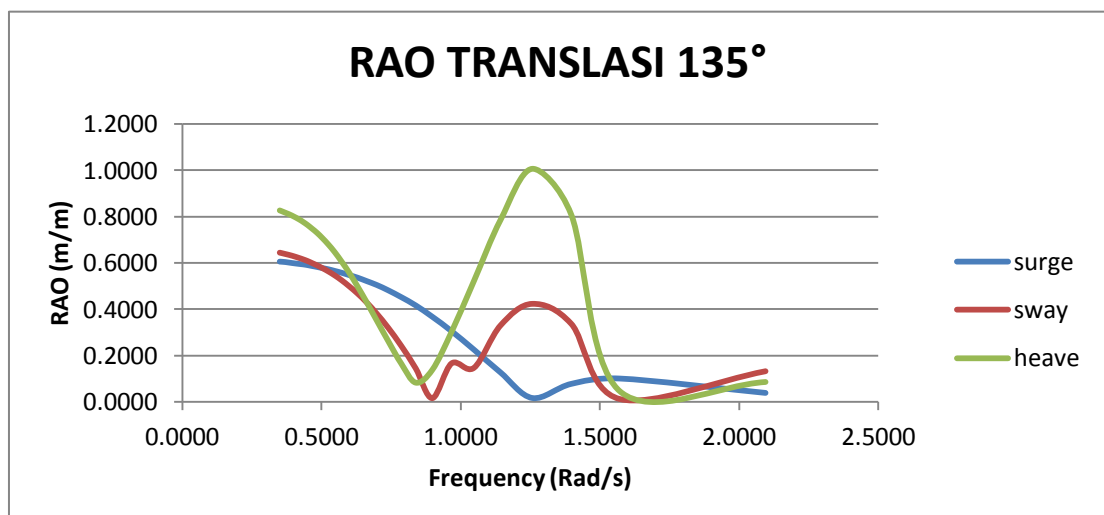
Gambar 4.10 Grafik RAO translasi 90°

Pada gambar 4.10 dapat diketahui bahwa respon signifikan pada arah pembebanan 90 ° untuk gerakan translasional terjadi pada arah pembebanan *sway* ketika frekuensi 0,3491 rad/sec dengan nilai sebesar 0,9370 m/m dan 1,1540 m/m ketika frekuensi 1,3963 rad/sec untuk arah pembebanan *heave*.



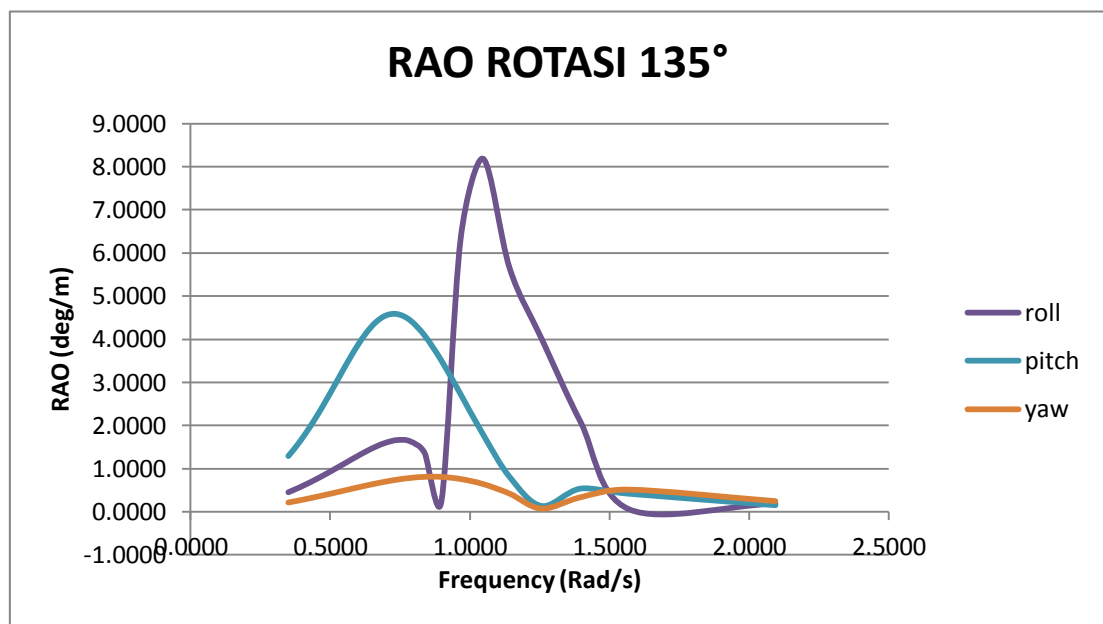
Gambar 4.11 Grafik RAO rotasi 90°

Sementara untuk gerakan rotasi pada arah pembebanan 90 ° sesuai gambar 4.11 mengalami nilai paling signifikan secara keseluruhan yang terjadi pada frekuensi 0,9666 rad/sec dengan nilai sebesar 21,1620 deg/m pada gerakan *roll* kemudian diikuti nilai sebesar 0.6180 deg/m pada frekuensi 0,6283 rad/sec untuk gerakan *pitch* dan nilai sebesar 0,0360 deg/m pada frekuensi 0,3491 rad/sec.



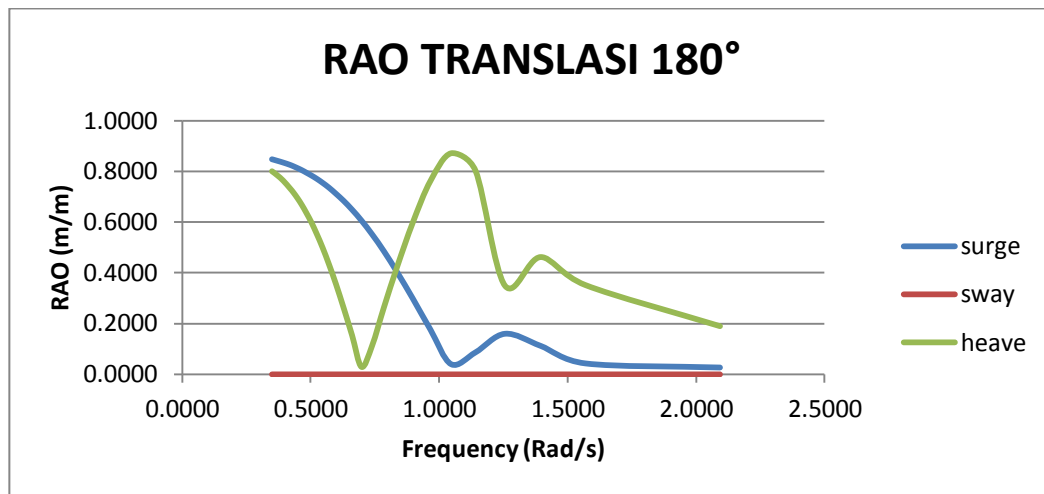
Gambar 4.12 Grafik RAO translasi 135°

Pada gambar 4.12 dapat diketahui bahwa respon signifikan pada arah pembebanan 135° untuk gerakan translasional terjadi pada arah pembebanan *heave* ketika frekuensi 1,2566 rad/sec dengan nilai sebesar 1,0070 m/m diikuti dengan nilai 0,6450 m/m untuk frekuensi 0,3491 rad/sec pada arah pembebanan *sway* dan nilai sebesar 0,6050 m/m untuk frekuensi 0,3491 rad/sec untuk arah pembebanan *surge*.



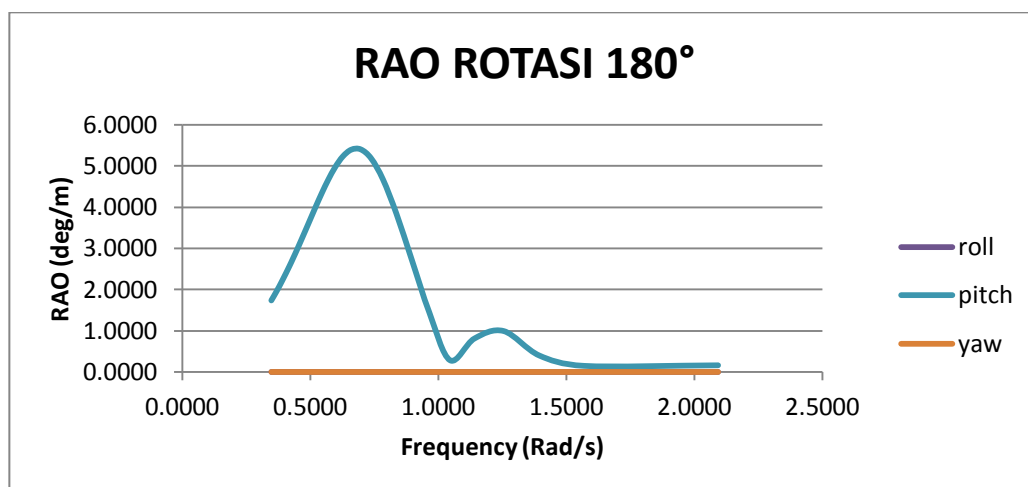
Gambar 4.13 Grafik RAO rotasi 135°

Sementara untuk gerakan rotasi pada arah pembebanan 135° sesuai gambar 4.13 nilai paling signifikan terjadi pada frekuensi 1,0472 rad/sec dengan nilai sebesar 8,1800 deg/m pada gerakan *roll*, nilai sebesar 4,5860 deg/m pada frekuensi 0,7392 rad/sec untuk gerakan *pitch* dan nilai sebesar 0,8040 deg/m pada frekuensi 0,8378 rad/sec kemudian respon terus menurun seiring bertambahnya frekuensi.



Gambar 4.14 Grafik RAO translasi 180°

Pada gambar 4.14 dapat diketahui bahwa respon signifikan pada arah pembebanan 180 ° untuk gerakan translasional terjadi pada arah pembebanan *heave* ketika frekuensi 1,0472 rad/sec dengan nilai sebesar 0,8720 m/m dan 0,8480 m/m ketika frekuensi 0,3491 rad/sec untuk arah pembebanan *surge*.



Gambar 4.15 Grafik RAO rotasi 180°

Sementara untuk gerakan rotasi pada arah pembebanan 180 ° sesuai gambar 4.15 nilai paling signifikan hanya terjadi pada frekuensi 0,6981 rad/sec dengan nilai sebesar 5,400 m/m pada gerakan *pitch*, kemudian respon terus menurun seiring bertambahnya frekuensi.

4.4 Perhitungan Koefisien dan Eksponen Spektrum JONSWAP

Untuk mengerjakan analisis dinamis dalam software *OFFPIPE* telah diberikan satu rumusan generik spektra secara umum yaitu :

$$S = \frac{B}{\omega^5} \times \exp\left(\frac{-C}{\omega^4}\right) \quad (4.1)$$

Dimana B dan C adalah koefisien dan eksponen spektra gelombang. Dari koefisien B dan C ini pengguna dapat menentukan sendiri tipe spektra apa yang ingin digunakan dalam analisis. Dalam analisis ini spektra yang digunakan adalah spektra JONSWAP dimana rumusnya adalah sebagai berikut

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} \exp\left[-1,25 (\omega/\omega_0)^{-4}\right] \gamma^{\exp\left[\frac{(\omega-\omega_0)^2}{2\tau^2 \omega_0^2}\right]} \quad (4.2)$$

Jika mengacu pada persamaan 4.1 yang telah diberikan oleh *OFFPIPE* maka dapat kita tarik kesimpulan bahwa koefisien b adalah $\alpha \cdot g^2$ adalah B dan eksponen C adalah $-1.25 \times \omega_0 \times \gamma^{\exp(-\frac{(\omega-\omega_0)^2}{2\tau^2 \omega_0^2})}$ dimana :

$$\alpha = \frac{5}{16} \times \frac{H_s^2 \cdot \omega_0^4}{g^2} \times (1 - 0.287 \cdot \ln \gamma) \quad (4.3)$$

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{T_p} \quad (4.4)$$

Sementara γ atau *peak wave enhancement* mengikuti peraturan dari DNV RP F-109 dimana :

$$\gamma = \begin{cases} 5.0 & \varphi \leq 3.6 \\ \exp(5.75 - 1.15\varphi) & 3.6 < \varphi < 5.0; \\ 1.0 & \varphi \geq 5.0 \end{cases} \quad \varphi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \quad (4.5)$$

Sehingga didapatkan nilai B dan C berturut-turut adalah **0,43152** dan **0,7517** dimana nilai ini nanti akan kita masukkan dalam *software OFFPIPE*.

4.5 Permodelan Instalasi Pipa

Pada tugas akhir ini proses instalasi pipa akan dimodelkan dengan bantuan *software OFFPIPE*. Parameter-parameter dalam proses instalasi pipa akan dimasukkan dalam *software* ini untuk kemudian dicari berapa besar tegangan dan momen yang terjadi pada proses instalasi. Pada *software* ini akan dimodelkan

secara lengkap konfigurasi geometri support *roller*, *tensioner*, *stinger* dan pipa sesuai data yang telah ada.

Untuk mempermudah pengerjaan tugas akhir ini masing-masing kasus akan diberikan tanda nama khusus sesuai pembagian per kedalaman sesuai tabel dibawah ini:

Tabel 4.7 Tanda kasus

Nama	Kedalaman Maksimum (m)	Arah Pembebanan	Status
Kasus 1	8	-	Statis
Kasus 2	12	-	Statis
Kasus 3	16	-	Statis
Kasus 4	19	-	Statis
Kasus 5	8	0°	Dinamis
Kasus 6	12	0°	Dinamis
Kasus 7	16	0°	Dinamis
Kasus 8	19	0°	Dinamis
Kasus 9	8	45°	Dinamis
Kasus 10	12	45°	Dinamis
Kasus 11	16	45°	Dinamis
Kasus 12	19	45°	Dinamis
Kasus 13	8	90°	Dinamis
Kasus 14	12	90°	Dinamis
Kasus 15	16	90°	Dinamis
Kasus 16	19	90°	Dinamis
Kasus 17	8	135°	Dinamis
Kasus 18	12	135°	Dinamis
Kasus 19	16	135°	Dinamis
Kasus 20	19	135°	Dinamis
Kasus 21	8	180°	Dinamis
Kasus 22	12	180°	Dinamis
Kasus 23	16	180°	Dinamis
Kasus 24	19	180°	Dinamis

Pada *software* OFFPIPE akan memodelkan *stinger* dan *roller* yang ada sesuai dengan koordinat dimensi yang diberikan. Profil *roller support* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.8 Konfigurasi *roller support*

Roller ID	Height from Deck (m) (Y)	Distance From Barge Stern (m) (X)
R1	1.516	38.000
R2	1.516	32.095
R3	1.516	26.500
R4	1.516	23.000
R5	1.396	16.520
R6	1.192	12.000
R7	0.723	5.500
R8	0.16	0.000

Sementara untuk kordinat *stinger* yang akan digunakan adalah sebagai berikut:

Tabel 4.9 Konfigurasi *stinger*

Roller ID	Height From Centerline (m)	Distance From Stinger Hitch (m)
S1	1.222	6.900
S2	1.371	14.130
S3	1.359	20.180
S4	1.261	24.930
S5	1.116	30.000
S6	1.116	31.792

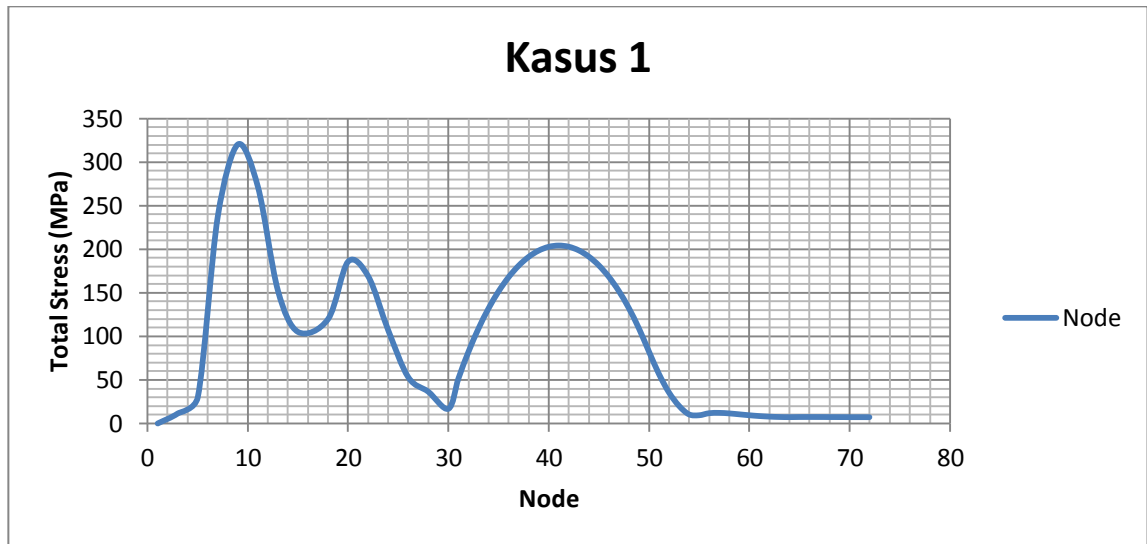
Kemudian setelah memasukan kordinat konfigurasi *roller* dan *stinger* selanjutnya adalah memasukkan properti pipa kedalam OFFPIPE sesuai dengan data yang disediakan tabel 4.1 dan kemudian diakhiri dengan memasukkan data arus sesuai data yang diberikan oleh tabel 4.5.

4.6 Analisis Tegangan Statis Pipa

Untuk mengetahui apakah terjadi buckling selama proses instalasi maka perlu mengetahui besar *axial tension* dan *bending moment* yang terjadi selama proses instalasi. Masing-masing analisis tegangan dilakukan per kedalaman yang ditinjau.

1. Kasus 1

Pada Kasus 1, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 8 meter. Pipa terbagi menjadi 72 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 8 meter terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.16 Grafik Total Stress kasus 1

Pada gambar 4.16 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

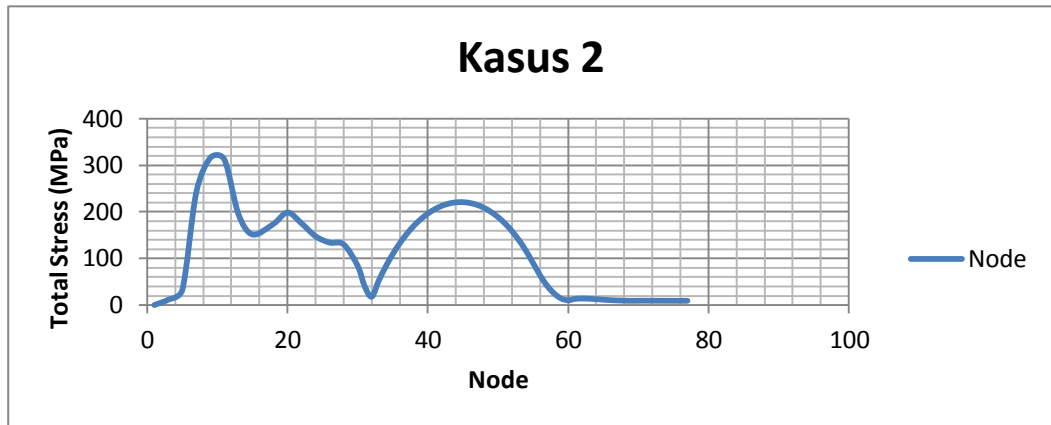
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada daerah *overbend* dan *sagbend* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.10 Besar tegangan yang terjadi di kasus 1

Kasus No	Water Depth	Max <i>Overbend</i> Strain			Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at <i>Sagbend</i>	
		Barge	<i>Stinger</i>	<i>Allowable</i>	<i>Actual</i>	<i>Allowable</i>	<i>Actual</i>	<i>Allowable</i>
-	(m)	(%)			(%) SMYS		(%) SMYS	
1	8	0.186	0.087	0.205	10.11	87	56.73	87

2. Kasus 2

Pada Kasus 2, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 12 meter. Pipa terbagi menjadi 77 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 12 meter terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.17 Grafik Total Stress kasus 2

Pada gambar 4.17 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

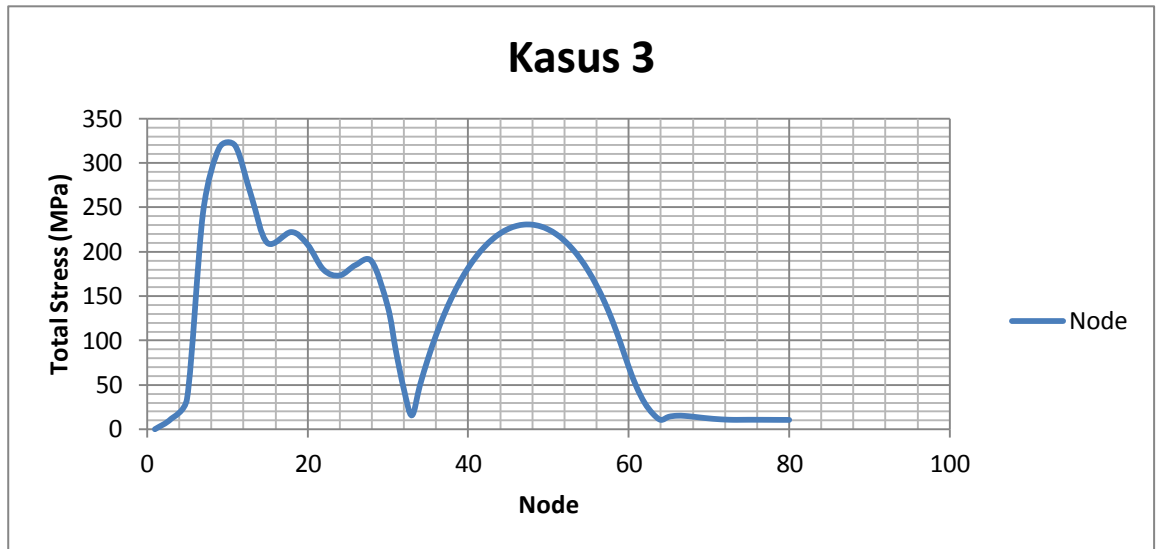
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada daerah *overbend* dan *sagbend* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.11 Besar tegangan yang terjadi di kasus 2

Kasus No	Water Depth	Max <i>Overbend</i> Strain			Max Stress At <i>Stinger</i> Tip		Max Stress at <i>Sagbend</i>	
		Barge	<i>Stinger</i>	<i>Allowable</i>	<i>Actual</i>	<i>Allowable</i>	<i>Actual</i>	<i>Allowable</i>
-	(m)	(%)			(%) SMYS		(%) SMYS	
2	12	0.174	0.095	0.205	36.12	87	61.32	87

3. Kasus 3

Pada Kasus 3, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 16 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 16 meter terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.18 Grafik Total Stress kasus 3

Pada gambar 4.18 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

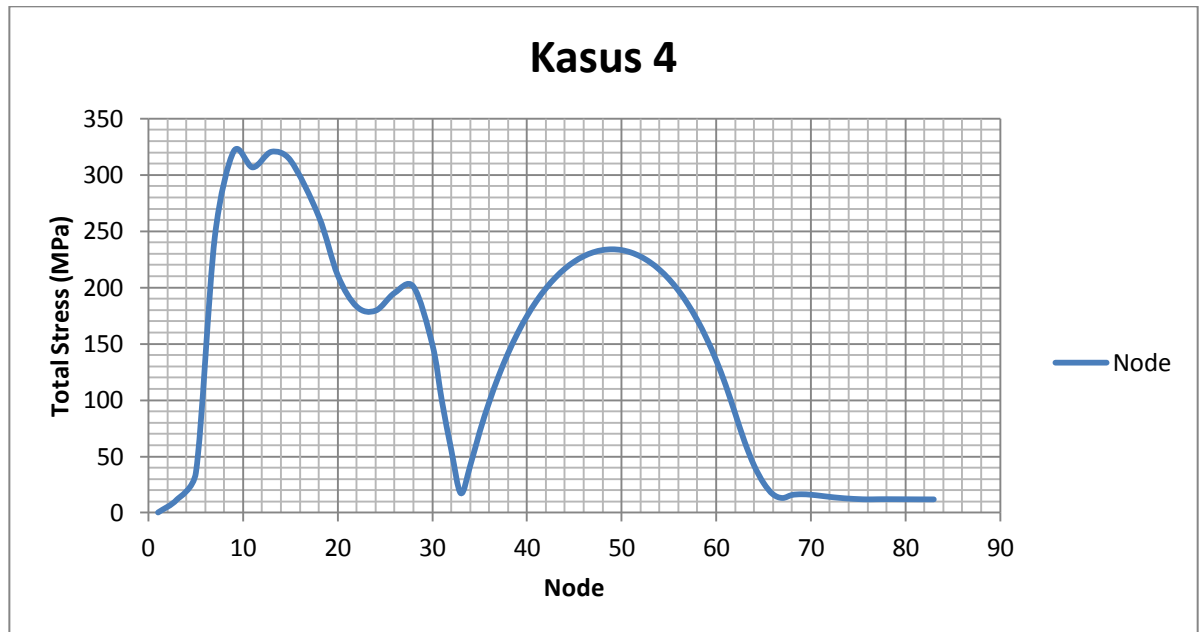
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada daerah *overbend* dan *sagbend* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.12 Besar tegangan yang terjadi di kasus 3

Kasus No	Water Depth	Max Overbend Strain			Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Barge	Stinger	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%)			(%) SMYS		(%) SMYS	
3	16	0.176	0.104	0.205	52.57	87	64.09	87

4. Kasus 4

Pada Kasus 4, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 19 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 19 meter terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.19 Grafik Total Stress kasus 4

Pada gambar 4.19 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada daerah *overbend* dan *sagbend* adalah sebagai berikut:

Tabel 4.13 Besar tegangan yang terjadi di kasus 4

Kasus No	Water Depth	Max Overbend Strain			Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Barge	Stinger	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%)			(%) SMYS		(%) SMYS	
4	19	0.18	0.126	0.205	55.74	87	64.98	87

Sehingga bila dirangkum secara garis besar dapat kita lihat sebagai berikut:

Tabel 4.14 Rangkuman Tegangan Statis

Case No	Water Depth	Max Overbend Strain			Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Barge	Stinger	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%)			(%) SMYS		(%) SMYS	
1	8	0.186	0.087	0.205	10.11	87	56.73	87
2	12	0.174	0.095	0.205	36.12	87	61.32	87
3	16	0.176	0.104	0.205	52.57	87	64.09	87
4	19	0.18	0.126	0.205	55.74	87	64.98	87

Untuk melakukan proses perhitungan *local buckling* maka dari hasil running software kita memerlukan besar maksimum axial tension dan bending moment (Sf dan Mf) yang dapat kita lihat sebagai berikut:

Tabel 4.15 Rangkuman Axial Tension dan Bending Moment

Case No	Water Depth	Max Axial Tension	Max Bending Moment
		Kn	Kn-M
-	(m)		
1	8	198.55	915.82
2	12	248.51	897.36
3	16	288.5	903.17
4	19	318.51	903.39

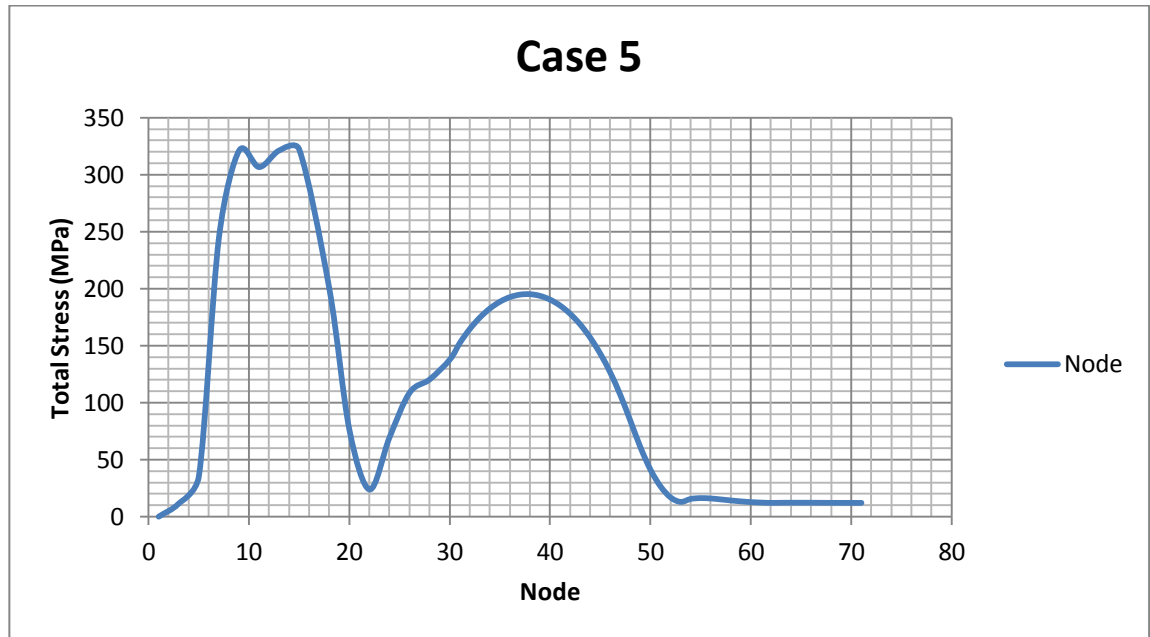
4.7 Analisis Tegangan Dinamis Pipa

Dalam analisa dinamis, diperhitungkan gerakan barge akibat beban gelombang dan akibatnya pada proses instalasi pipa yang sebelumnya tidak kita perhitungkan pada analisa statis. Pada *software* OFFPIPE kita akan memasukkan data pipa seperti sebelumnya saat melakukan analisis statis ditambah dengan *respon amplitute operator* yang sebelumnya sudah kita dapatkan pada software MOSES.

Hasil yang kita cari pada analisis ini adalah besaran maksimum axial tension dan bending moment yang akan kita gunakan untuk mengecek apakah terjadi *local buckling* atau tidak.

1. Kasus 5

Pada Kasus 5, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 8 meter. Pipa terbagi menjadi 71 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 8 meter dengan arah gelombang 0° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.20 Grafik Total Stress kasus 5

Pada gambar 4.20 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

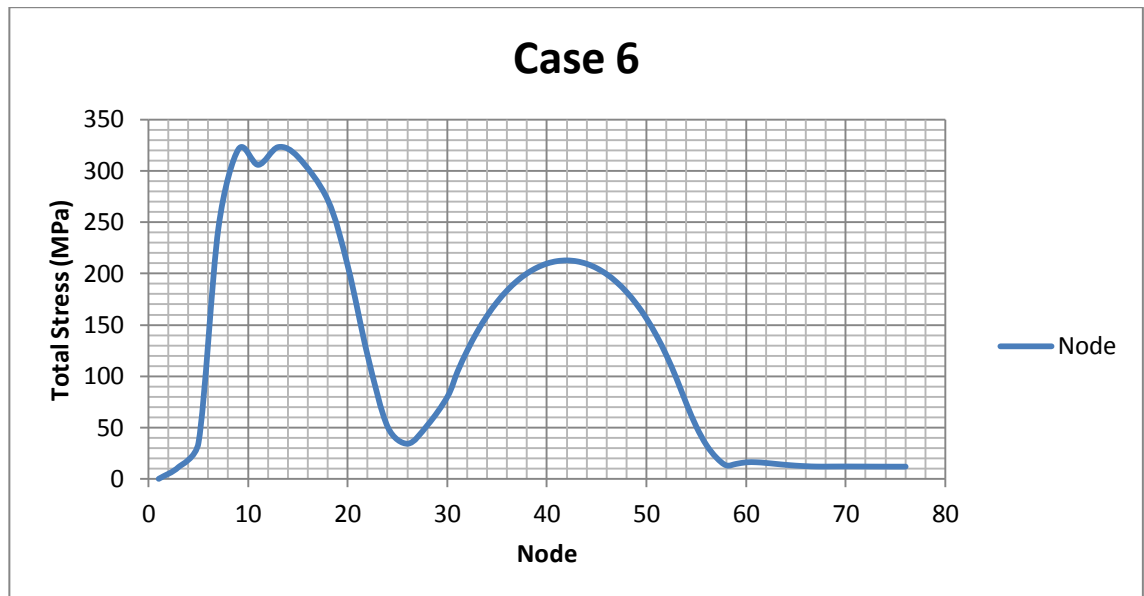
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.16 Besar tegangan yang terjadi di kasus 5

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
5	8	55.51	87	33.45	87	54.21	87

2. Kasus 6

Pada Kasus 6, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 12 meter. Pipa terbagi menjadi 76 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 12 meter dengan arah gelombang 0° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.21 Grafik Total Stress kasus 6

Pada gambar 4.21 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybargo*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

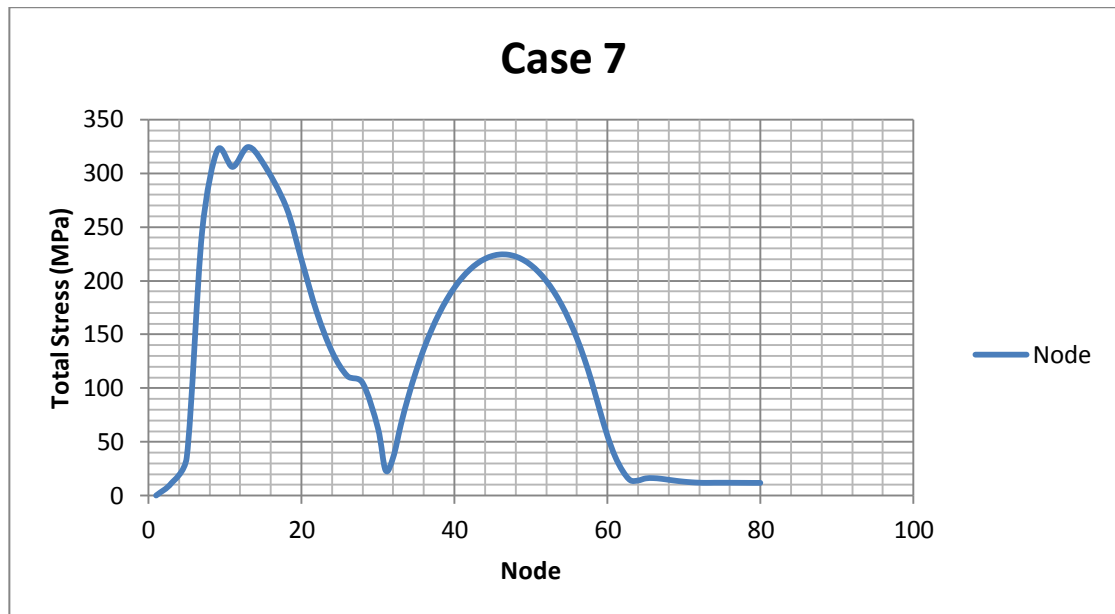
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.17 Besar tegangan yang terjadi di kasus 6

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
6	12	75.38	87	14.58	87	59.13	87

3. Kasus 7

Pada Kasus 7, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 16 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 16 meter dengan arah gelombang 0° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.22 Grafik Total Stress kasus 7

Pada gambar 4.22 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

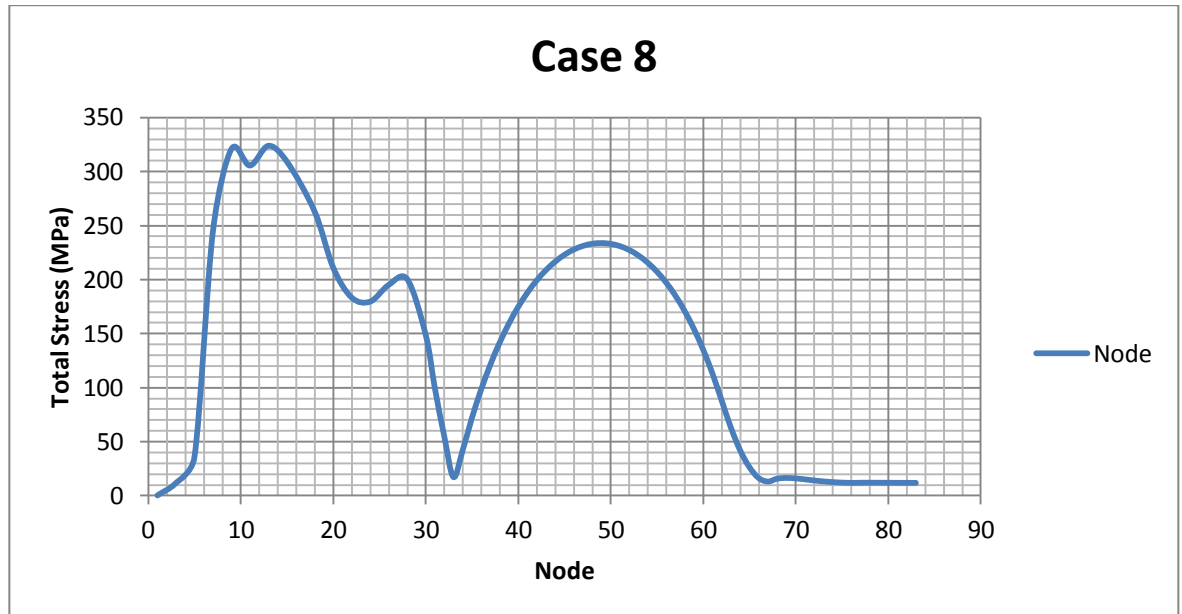
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.18 Besar tegangan yang terjadi di kasus 7

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
7	16	74.61	87	29.09	87	62.3	87

4. Kasus 8

Pada Kasus 8, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 19 meter. Pipa terbagi menjadi 83 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 19 meter dengan arah gelombang 0° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.23 Grafik Total Stress kasus 8

Pada gambar 4.23 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

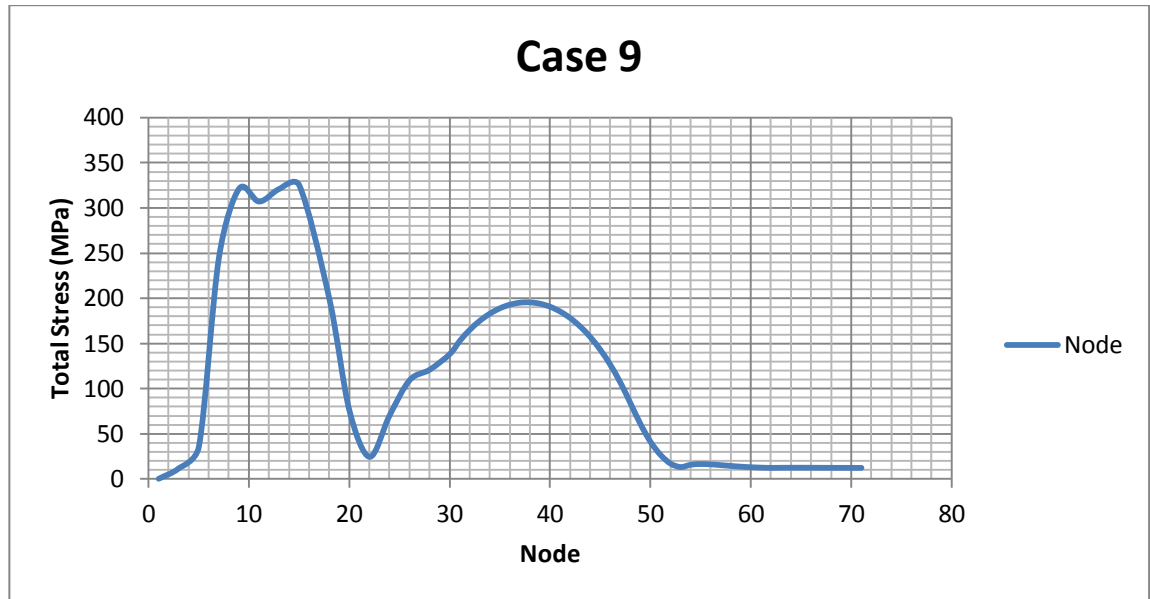
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.19 Besar tegangan yang terjadi di kasus 8

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
8	19	73.09	87	55.72	87	64.98	87

5. Case 9

Pada Kasus 9, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 8 meter. Pipa terbagi menjadi 71 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 8 meter dengan arah gelombang 45° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.24 Grafik Total Stress kasus 9

Pada gambar 4.24 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

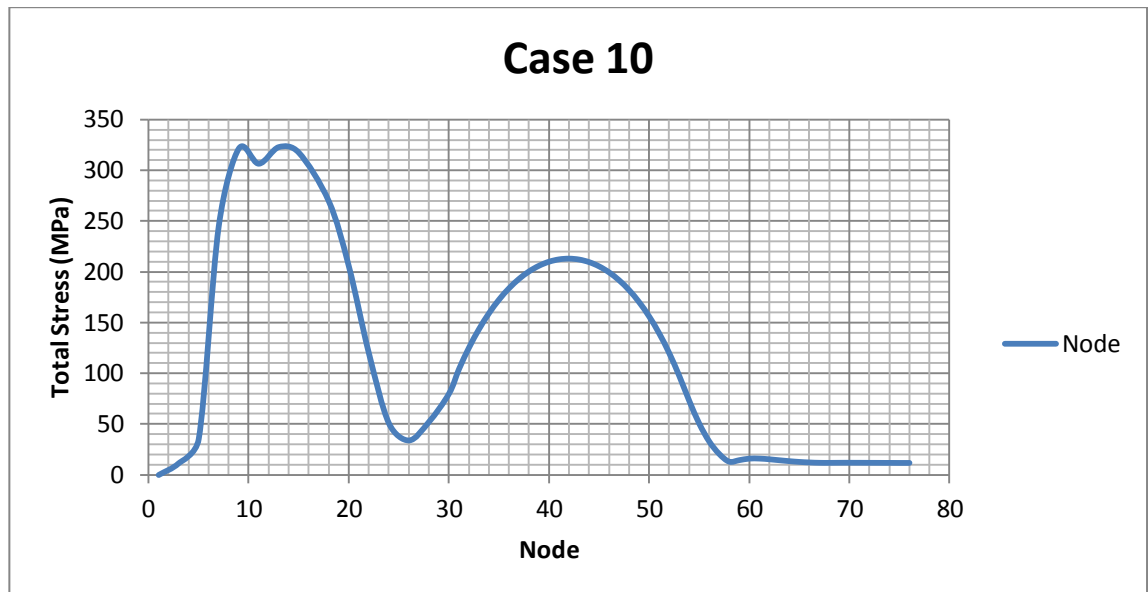
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.20 Besar tegangan yang terjadi di kasus 9

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
9	8	55.32	87	33.54	87	54.23	87

6. Case 10

Pada Kasus 10, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 12 meter. Pipa terbagi menjadi 76 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 12 meter dengan arah gelombang 45° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.25 Grafik Total Stress kasus 10

Pada gambar 4.25 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybargo*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

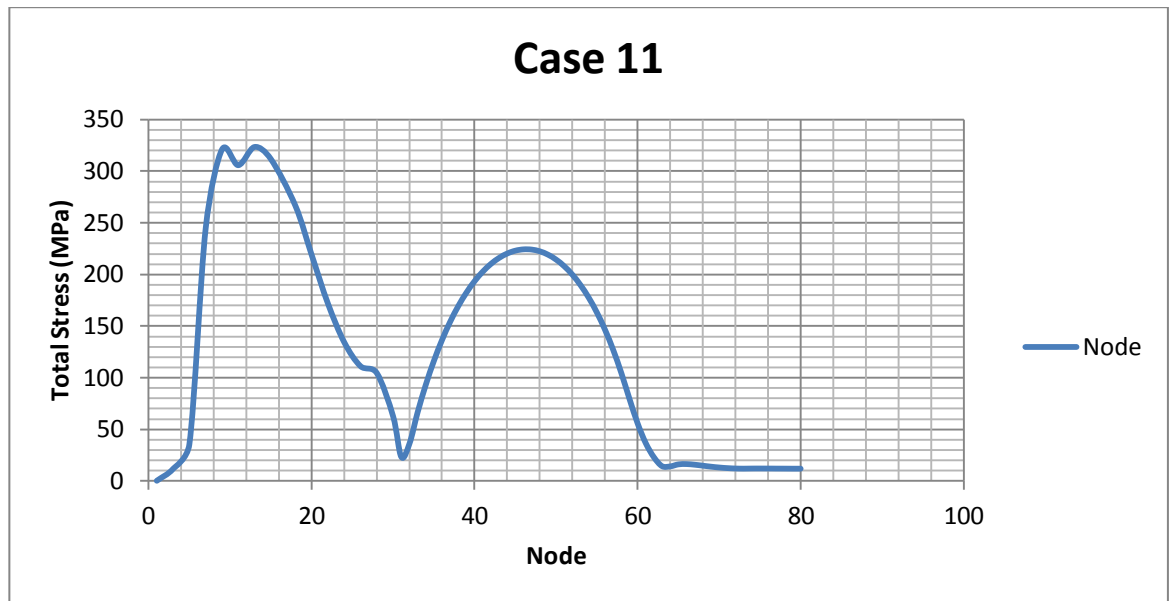
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.21 Besar tegangan yang terjadi di kasus 10

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
10	12	74.78	87	14.59	87	59.13	87

7. Case 11

Pada Kasus 11, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 16 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 16 meter dengan arah gelombang 45° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.26 Grafik Total Stress kasus 11

Pada gambar 4.26 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

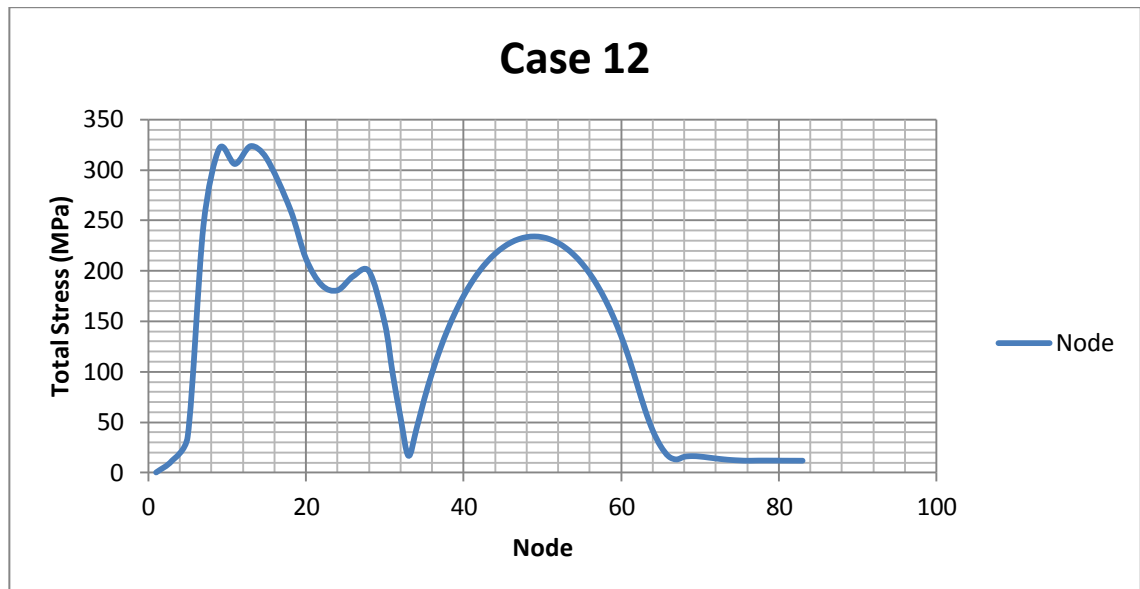
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.22 Besar tegangan yang terjadi di kasus 11

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
11	16	74.1	87	29	87	62.32	87

8. Case 12

Pada Kasus 12, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 19 meter. Pipa terbagi menjadi 83 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 19 meter dengan arah gelombang 45° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.27 Grafik Total Stress kasus 12

Pada gambar 4.27 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

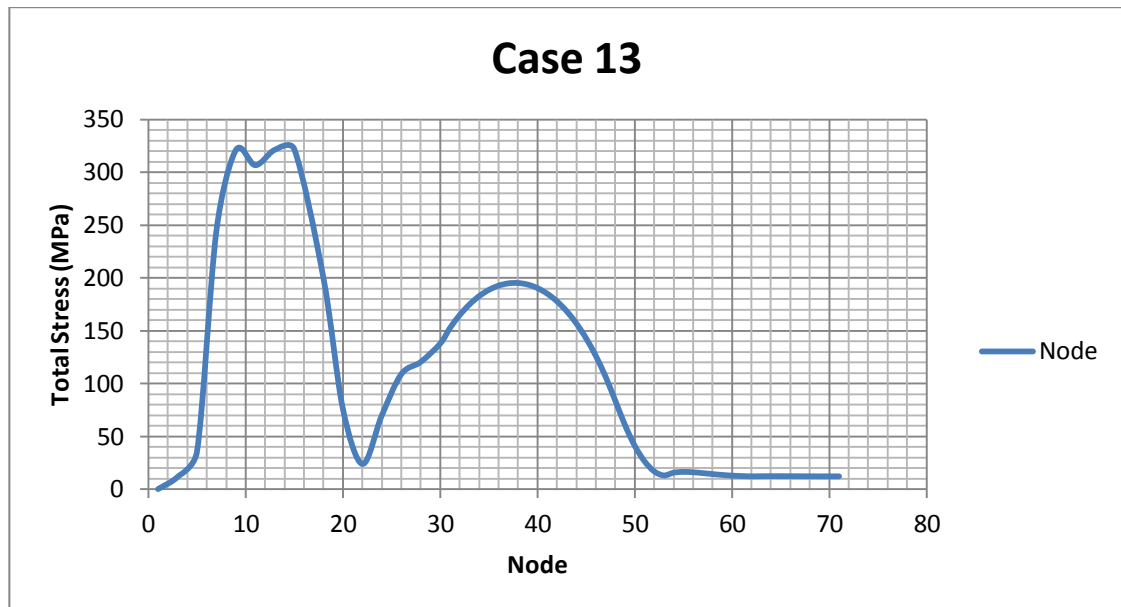
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.23 Besar tegangan yang terjadi di kasus 12

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
12	19	72.57	87	55.44	87	65.01	87

9. Case 13

Pada Kasus 13, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 8 meter. Pipa terbagi menjadi 71 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 8 meter dengan arah gelombang 90° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.28 Grafik Total Stress kasus 13

Pada gambar 4.28 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

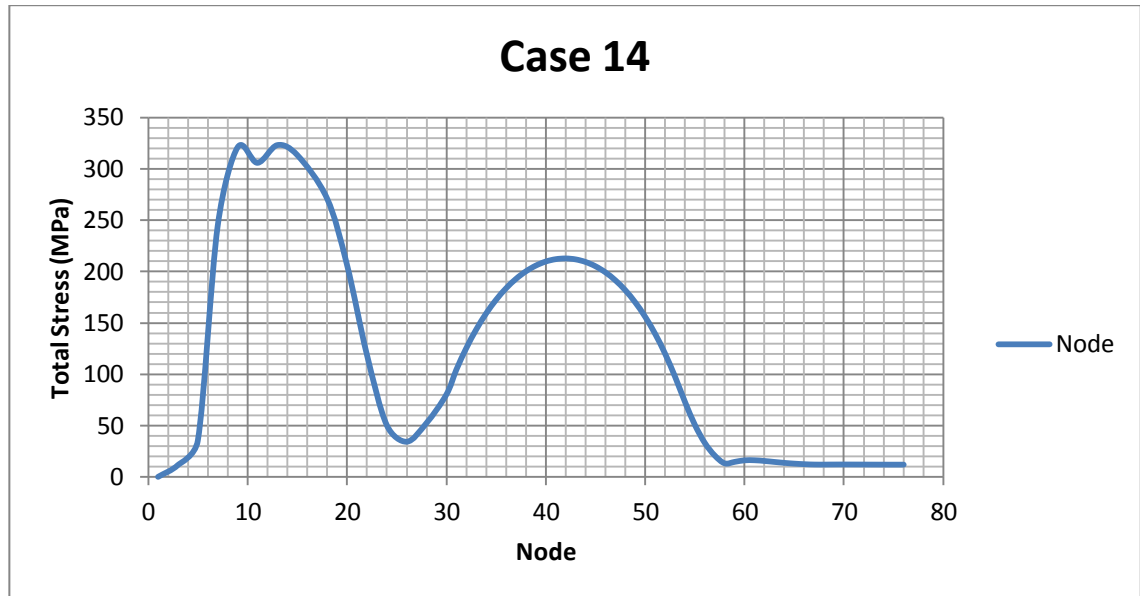
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.24 Besar tegangan yang terjadi di kasus 13

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
13	8	55.52	87	33.34	87	54.21	87

10. Case 14

Pada Kasus 14, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 12 meter. Pipa terbagi menjadi 76 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 12 meter dengan arah gelombang 90° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.29 Grafik Total Stress kasus 14

Pada gambar 4.29 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

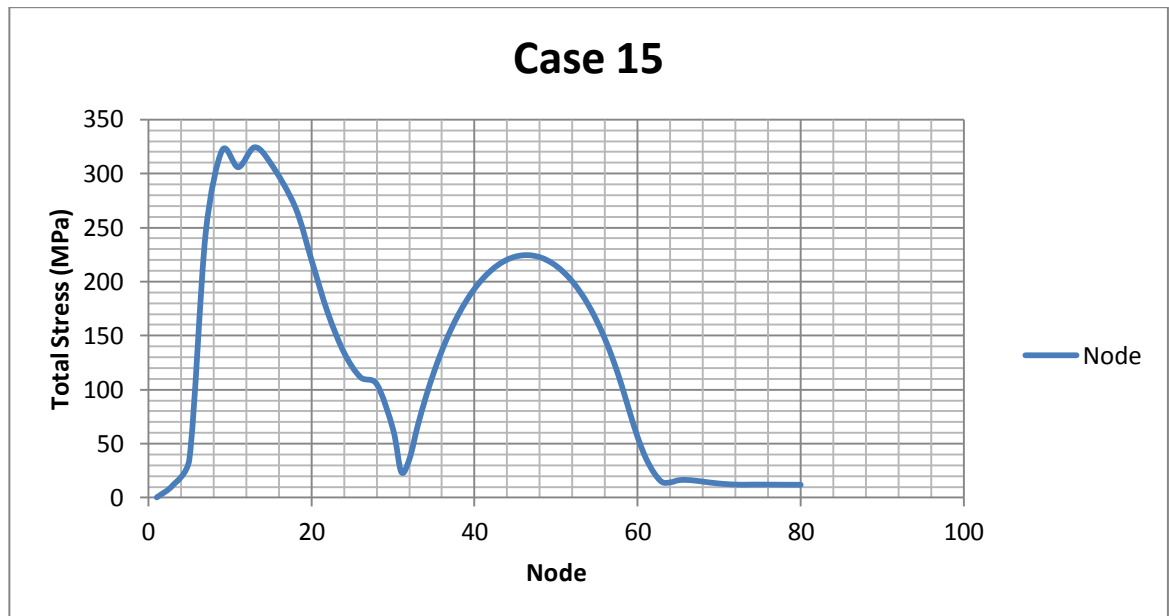
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.25 Besar tegangan yang terjadi di kasus 14

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
14	12	75.36	87	14.57	87	59.13	87

11. Case 15

Pada Kasus 15, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 16 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 16 meter dengan arah gelombang 90° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.30 Grafik Total Stress kasus 15

Pada gambar 4.30 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

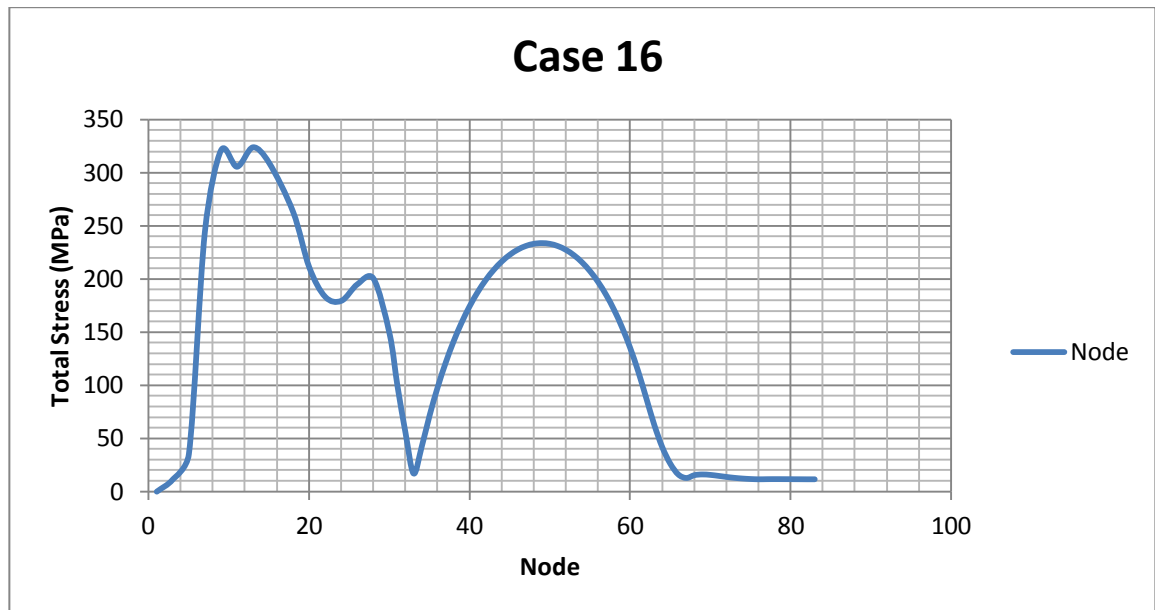
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.26 Besar tegangan yang terjadi di kasus 15

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
15	16	74.6	87	29.11	87	62.3	87

12. Case 16

Pada Kasus 16, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 19 meter. Pipa terbagi menjadi 83 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 19 meter dengan arah gelombang 90° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.31 Grafik Total Stress kasus 16

Pada gambar 4.31 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

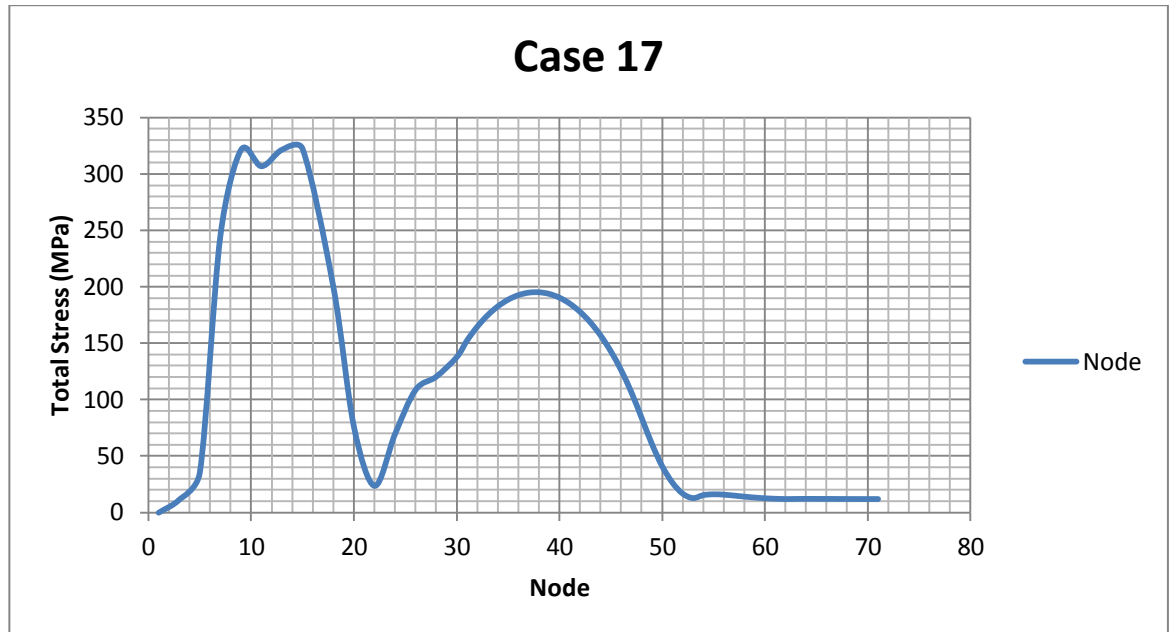
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.27 Besar tegangan yang terjadi di kasus 16

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
16	19	73.09	87	55.73	87	64.98	87

13. Case 17

Pada Kasus 17, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 8 meter. Pipa terbagi menjadi 71 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 8 meter dengan arah gelombang 135° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.32 Grafik Total Stress kasus 17

Pada gambar 4.32 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

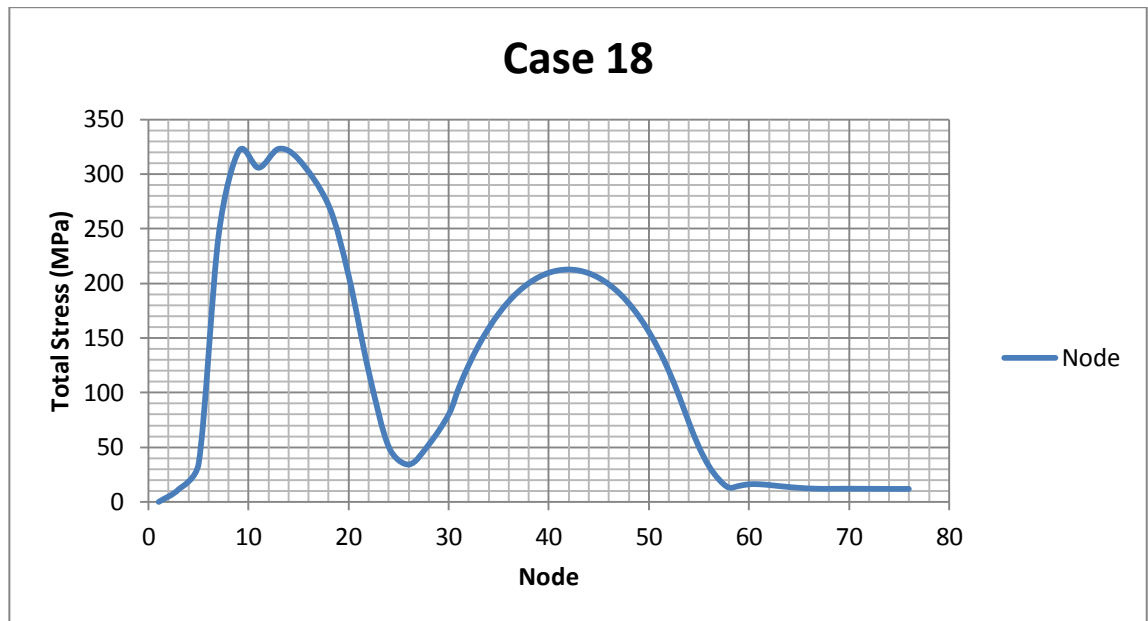
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.28 Besar tegangan yang terjadi di kasus 17

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
17	8	55.48	87	33.43	87	54.1	87

14. Case 18

Pada Kasus 18, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 12 meter. Pipa terbagi menjadi 76 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 12 meter dengan arah gelombang 135° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.33 Grafik Total Stress kasus 18

Pada gambar 4.33 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

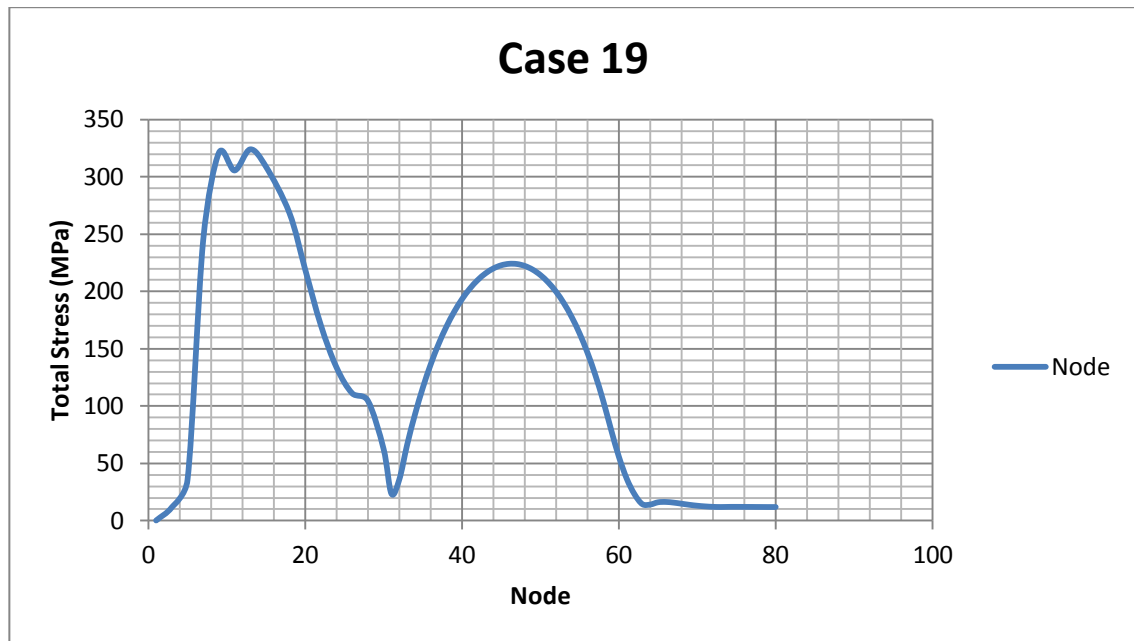
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.29 Besar tegangan yang terjadi di kasus 18

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
18	12	75.36	87	14.58	87	59.11	87

15. Case 19

Pada Kasus 19, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 16 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 16 meter dengan arah gelombang 135° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.34 Grafik Total Stress kasus 19

Pada gambar 4.34 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

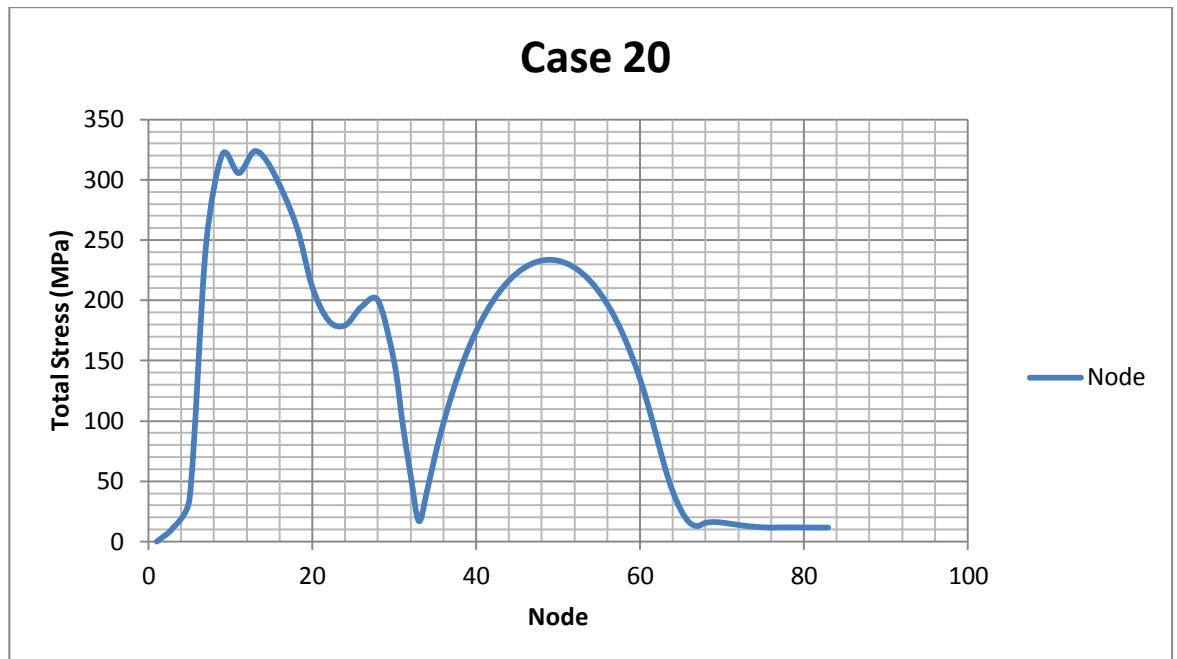
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.30 Besar tegangan yang terjadi di kasus 19

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
19	16	74.61	87	29.05	87	62.28	87

16. Case 20

Pada Kasus 20, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 19 meter. Pipa terbagi menjadi 83 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 19 meter dengan arah gelombang 135° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.35 Grafik Total Stress kasus 20

Pada gambar 4.35 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

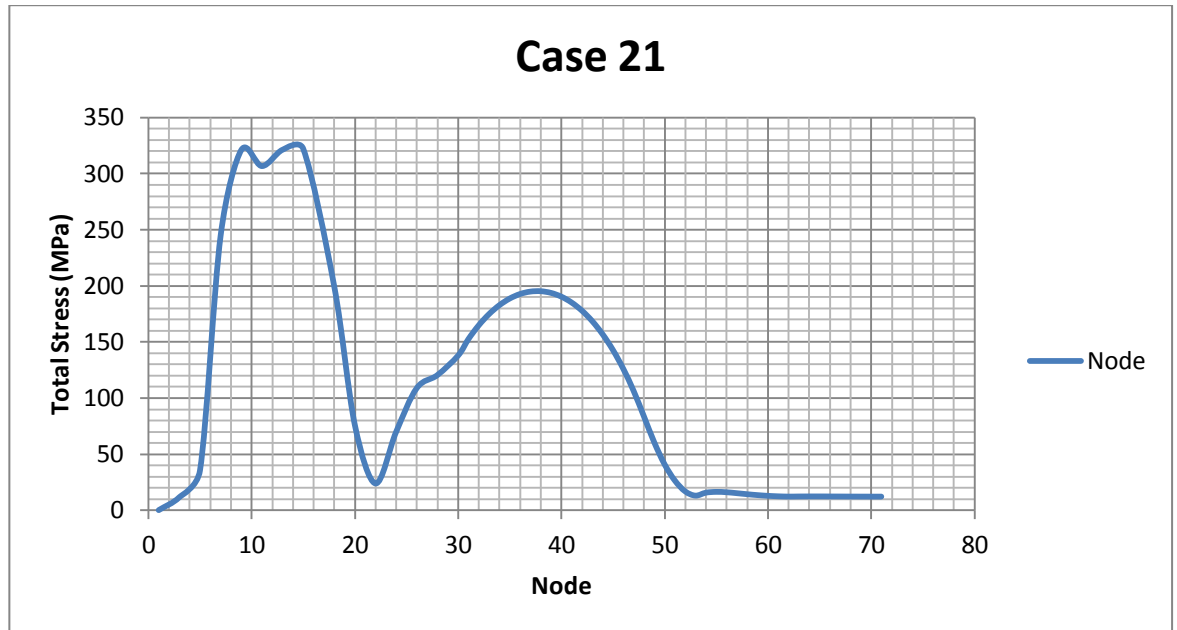
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.31 Besar tegangan yang terjadi di kasus 20

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
20	19	73.1	87	55.66	87	64.96	87

17. Case 21

Pada Kasus 21, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 8 meter. Pipa terbagi menjadi 71 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 8 meter dengan arah gelombang 180° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.36 Grafik Total Stress kasus 21

Pada gambar 4.36 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

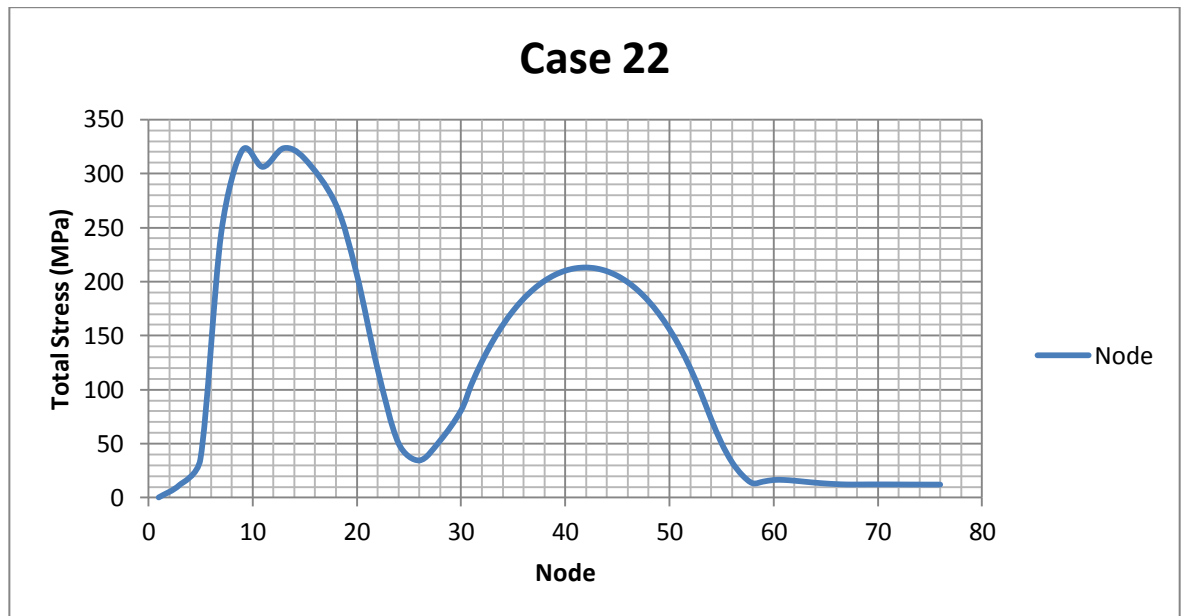
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.32 Besar tegangan yang terjadi di kasus 21

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
21	8	55.49	87	33.54	87	54.21	87

18. Case 22

Pada Kasus 22, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 12 meter. Pipa terbagi menjadi 76 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 12 meter dengan arah gelombang 180° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.37 Grafik Total Stress kasus 22

Pada gambar 4.37 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

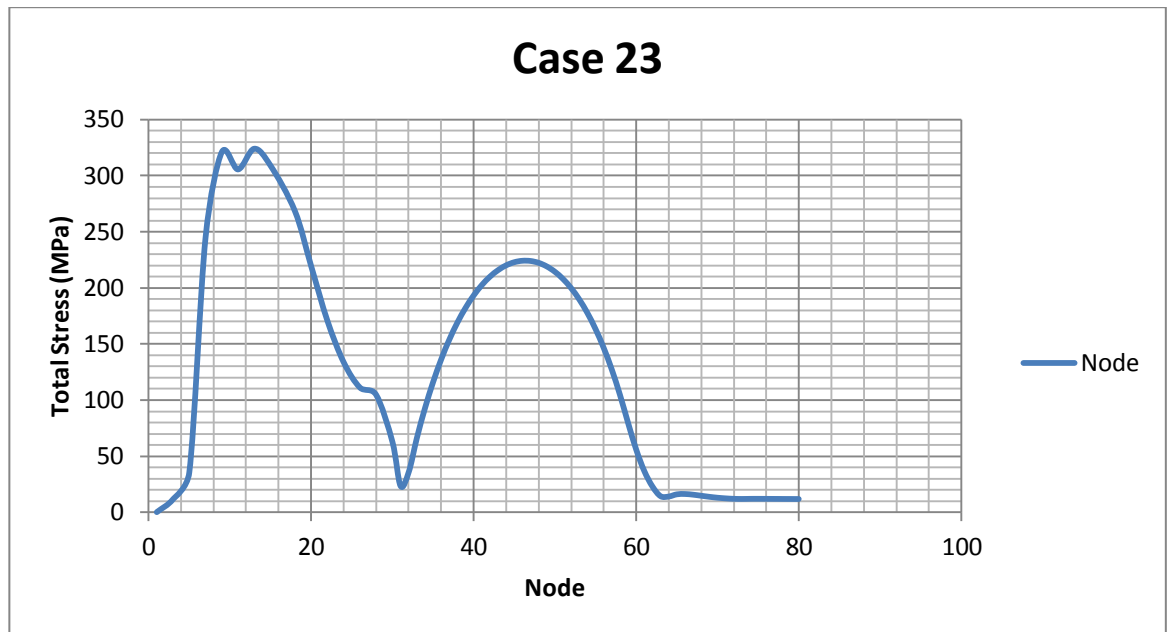
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.33 Besar tegangan yang terjadi di kasus 22

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
22	12	75.38	87	14.58	87	59.12	87

19. Case 23

Pada Kasus 23, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 16 meter. Pipa terbagi menjadi 80 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 16 meter dengan arah gelombang 180° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.38 Grafik Total Stress kasus 23

Pada gambar 4.38 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

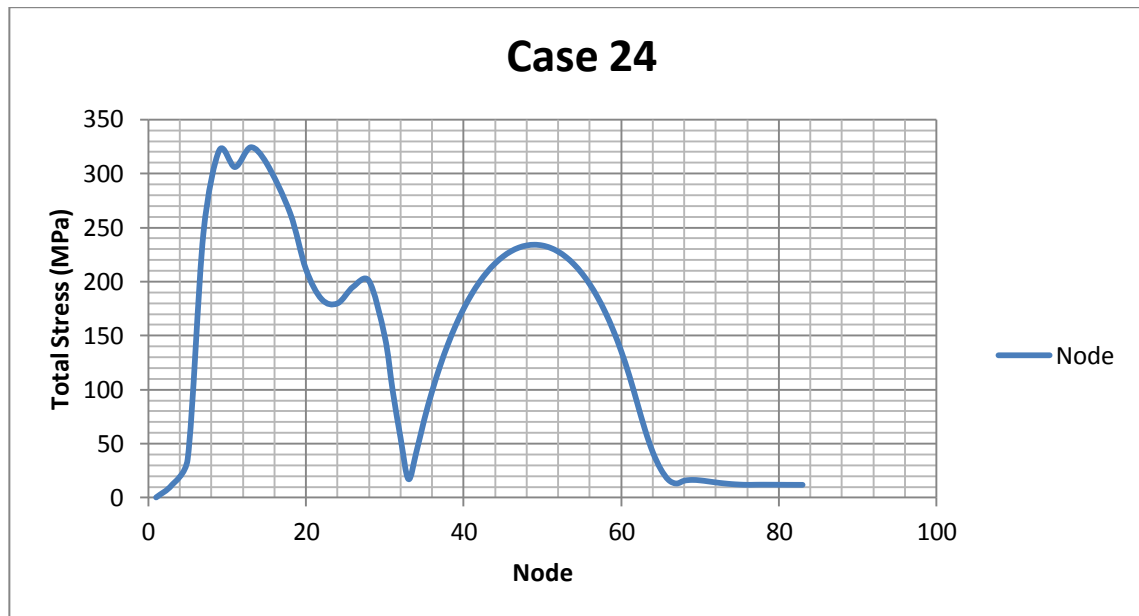
Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.34 Besar tegangan yang terjadi di kasus 23

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
23	16	79.61	87	29.07	87	62.3	87

20. Case 24

Pada Kasus 24, panjang pipa dimodelkan pada kedalaman instalasi 19 meter. Pipa terbagi menjadi 83 node. Besar total tegangan pipa yang terjadi pada tiap node pada kedalaman 19 meter dengan arah gelombang 180° terdistribusi pada grafik dibawah ini :



Gambar 4.39 Grafik Total Stress kasus 24

Pada gambar 4.39 ini menunjukkan besar total tegangan yang terjadi pada setiap node saat proses instalasi. Node sendiri terbagi menjadi pada posisi *laybarge*, *stinger*, *sagbend*, *overbend* dan *seabed*.

Bila dilihat lebih mendalam besar tegangan yang terjadi pada pipa selama proses instalasi adalah sebagai berikut:

Tabel 4.35 Besar tegangan yang terjadi di kasus 24

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	(%) SMYS		(%) SMYS		(%) SMYS	
24	19	73.09	87	55.68	87	64.97	87

Sehingga bila dirangkum secara garis besar dapat kita lihat sebagai berikut:

Tabel 4.36 Resume Hasil Tegangan

Case No	Water Depth	Max Overbend Stress		Max Stress At Stinger Tip		Max Stress at Sagbend	
		Actual	Allowable	Actual	Allowable	Actual	Allowable
-	(m)	SMYS (%)		SMYS (%)		SMYS (%)	
5	8	55.51	87	33.45	87	54.21	87
6	12	75.38	87	14.58	87	59.13	87
7	16	74.61	87	29.09	87	62.3	87
8	19	73.09	87	55.72	87	64.98	87
9	8	55.32	87	33.54	87	54.23	87
10	12	74.78	87	14.59	87	59.13	87
11	16	74.1	87	29	87	62.32	87
12	19	72.57	87	55.44	87	65.01	87
13	8	55.52	87	33.34	87	54.21	87
14	12	75.36	87	14.57	87	59.13	87
15	16	74.6	87	29.11	87	62.3	87
16	19	73.09	87	55.73	87	64.98	87
17	8	55.48	87	33.43	87	54.1	87
18	12	75.36	87	14.58	87	59.11	87
19	16	74.61	87	29.05	87	62.28	87
20	19	73.1	87	55.66	87	64.96	87
21	8	55.49	87	33.54	87	54.21	87
22	12	75.38	87	14.58	87	59.12	87
23	16	79.61	87	29.07	87	62.3	87
24	19	73.09	87	55.68	87	64.97	87

Bila kita resume seluruh hasil analisa dinamis untuk mendapatkan maksimum axial tension dan bending moment pada kasus analisis dinamis seperti pada tabel 4.37 :

Tabel 4.37 Resume Axial Tension dan Bending Moment

Case No	Water Depth (m)	Max Axial Tension	Max Bending Moment
		Kn	Kn-M
5	8	322.2	907.69
6	12	323.33	907.69

7	16	324.22	913.3
8	19	324.12	913.01
9	8	324.89	915.6
10	12	322.6	908.56
11	16	323.64	911.61
12	19	323.66	911.67
13	8	321.96	907
14	12	323.33	910.69
15	16	324.21	913.29
16	19	324.11	913
17	8	322.04	907.23
18	12	323.32	910.68
19	16	324.21	910.68
20	19	324.12	913.01
21	8	322.18	907.64
22	12	323.32	910.68
23	16	324.22	913.3
24	19	324.12	913.02

4.8 Perhitungan *Local buckling*

Pada tugas akhir ini acuan standar yang digunakan untuk mengecek apakah pipa mengalami *local buckling* atau tidak adalah DNV OS F-101. Dalam DNV OS F-101 bab *local buckling check – external overpressure* notasi rumus 5.28 diberikan persamaan untuk menghitung *local buckling* ini yaitu :

$$\left(\gamma_{SC} \gamma_m \left(\frac{M_d}{\alpha_c M_p} \right) + \gamma_{SC} \gamma_m \left(\frac{S_d}{\alpha_c S_p} \right)^2 \right)^2 + \left(\gamma_{SC} \gamma_m \left(\frac{p_e}{p_c} \right) \right)^2 \leq 1 \quad (4.1)$$

Dalam pengerjaan kali ini digunakan persamaan untuk *external overpressure* dikarenakan kondisi saat analisis adalah instalasi dimana pipa mengalami tekanan eksternal yang lebih besar daripada tekanan internal pipa karena saat instalasi pipa tidak dialiri fluida.

Untuk mengerjakan persamaan diatas terlebih dahulu kita menentukan faktor-faktor yang bekerja pada kondisi yang kita tetapkan. Untuk *Safety class resistance factor* atau γ_{sc} sesuai tabel 5-3 pada DNV OS F-101 kita tentukan *High* untuk kondisi instalasi yang lebih aman, nilainya 1,26. *Material strength factor* atau α_U nilainya 1 sesuai tabel 5-4 pada DNV OS F-101 sementara *material*

resistance factor atau γ_M nilainya 1 karena kita sesuaikan dengan *limit states* yang kita pilih. Sementara α_{Fab} atau *fabrication factor* kita tetapkan 0.93 sesuai dengan tipe pipa kita dan condition load effect factor atau γ_c kita pilih 1 karena pipa diasumsikan meletak di dasar laut yang datar. Untuk *load effect factor combination* berturut-turut kita pilih $\gamma_{F.a}$ 1.2, $\gamma_{F.b}$ 1.1, $\gamma_{E.a}$ 0.7, $\gamma_{E.b}$ 1.3.

Tahap selanjutnya adalah menghitung tekanan eksternal dimana dirumuskan

$$p_e = p_{water} \times depth \times g \quad (4.2)$$

Dan kemudian menghitung *pressure containment resistance* yang diberikan rumusnya adalah

$$p_b(t) = \frac{2 \times t}{D-t} \times f_{cb} \times \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (4.3)$$

Dalam menghitung *local buckling* untuk kasus external overpressure diharuskan untuk menghitung *system collapse* yang dilambangkan dengan p_c . p_c diberikan rumusnya sebagai berikut

$$p_c = y - \frac{1}{3}b \quad (4.4)$$

Faktor yang digunakan untuk menghitung *system collapse* diatas telah diberikan secara lengkap di DNV OS-F101 Sec.13 Commentary bab D 700 bagian *local buckling – collapse*.

Terakhir dari maksimum *axial tension* dan *bending moment* yang telah kita dapatkan sebelumnya dirubah menjadi design load effect atau M_{sd} dan S_{sd} untuk memenuhi persamaan *local buckling check* diatas dimana diberikan persamaannya adalah

$$M_{sd} = M_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + M_e \cdot \gamma_e + M_i \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + M_a \cdot \gamma_a \cdot \gamma_c \quad (4.5)$$

$$S_{sd} = S_f \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + S_e \cdot \gamma_e + S_i \cdot \gamma_f \cdot \gamma_c + S_a \cdot \gamma_a \cdot \gamma_c \quad (4.6)$$

Sehingga bisa kita dapatkan unity check masing-masing kasus adalah sebagai berikut sesuai tabel

Tabel 4.38 Resume Unity Check

Case No	Water Depth (m)	Max Axial Tension	Max Bending Moment	Unity Check
		Kn	Kn-M	
1	8	198.55	915.82	0.711168

2	12	248.51	897.36	0.682825
3	16	288.5	903.17	0.691685
4	19	318.51	903.39	0.692022
5	8	322.2	907.69	0.698617
6	12	323.33	907.69	0.698617
7	16	324.22	913.3	0.707268
8	19	324.12	913.01	0.70682
9	8	324.89	915.6	0.71083
10	12	322.6	908.56	0.699955
11	16	323.64	911.61	0.704656
12	19	323.66	911.67	0.704749
13	8	321.96	907	0.697557
14	12	323.33	910.69	0.703237
15	16	324.21	913.29	0.707253
16	19	324.11	913	0.706804
17	8	322.04	907.23	0.69791
18	12	323.32	910.68	0.703221
19	16	324.21	910.68	0.703221
20	19	324.12	913.01	0.70682
21	8	322.18	907.64	0.69854
22	12	323.32	910.68	0.703221
23	16	324.22	913.3	0.707268
24	19	324.12	913.02	0.706835

Dari tabel diatas dapat kita lihat bahwa pipa untuk masing-masing kasus tidak mengalami *local buckling* karena u_c tidak ada yang melebihi angka 1.

LAMPIRAN A
PERHITUNGAN *LOCAL BUCKLING*

Local buckling Case 1

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	355.45	kN
Post buckle bending moment	=	915.96	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	198.55	kn
Mf	=	915.82	kn-m
Ssd	=	218.405	kn
Msd	=	1007.402	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{p_e - p_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4$

Check

UC	=	0.711168323
----	---	-------------

Local buckling Case 2

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	248.51	kN
Post buckle bending moment	=	897.36	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment

pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	248.51	kn
Mf	=	897.36	kn-m
Ssd	=	273.361	kn
Msd	=	987.096	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
	=	-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
	=	-	
b	=	13949517.46	pa
	=	-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
	=	-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

15 ≤ D/t₂ ≤ 45, P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4

Check

UC	=	0.682825082
----	---	-------------

Local buckling Case 3

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	288.5	kN
Post buckle bending moment	=	903.17	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	288.5	kn
Mf	=	903.17	kn-m
Ssd	=	317.35	kn
Msd	=	993.487	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

15 ≤ D/t₂ ≤ 45, P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4

Check

UC	=	0.691684834
----	---	-------------

Local buckling Case 4

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	318.51	kN
Post buckle bending moment	=	903.39	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	318.51	kn
Mf	=	903.39	kn-m
Ssd	=	350.361	kn
Msd	=	993.729	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

15 ≤ D/t₂ ≤ 45, P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4

Check

UC	=	0.692022149
----	---	-------------

Local buckling Case 5

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	322.2	kN
Post buckle bending moment	=	907.69	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	322.2	kn
Mf	=	907.69	kn-m
Ssd	=	354.42	kn
Msd	=	998.459	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$

Check

UC	=	0.698617061
----	---	-------------

Local buckling Case 6

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	323.33	kN
Post buckle bending moment	=	910.69	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment

pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	323.33	kn
Mf	=	907.69	kn-m
Ssd	=	355.663	kn
Msd	=	998.459	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

15 ≤ D/t₂ ≤ 45, P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4

Check

UC	=	0.698617089
----	---	-------------

Local buckling Case 7

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.22	kN
Post buckle bending moment	=	910.69	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment

pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.22	kn
Mf	=	913.3	kn-m
Ssd	=	356.642	kn
Msd	=	1004.63	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_s - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

15 ≤ D/t₂ ≤ 45, P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4

Check

UC	=	0.70726813
----	---	------------

Local buckling Case 8

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.12	kN
Post buckle bending moment	=	910.69	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment

pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.12	kn
Mf	=	913.01	kn-m
Ssd	=	356.532	kn
Msd	=	1004.311	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{e, min}}{P_e(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$1.5 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$

Check

UC	=	0.70681962
----	---	------------

Local buckling Case 9

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.89	kN
Post buckle bending moment	=	915.6	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment

pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.89	kn
Mf	=	915.6	kn-m
Ssd	=	357.379	kn
Msd	=	1007.16	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.710830316
-----------	----------	--------------------

Local buckling Case 10

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	322.6	kN
Post buckle bending moment	=	908.56	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	322.6	kn
Mf	=	908.56	kn-m
Ssd	=	354.86	kn
Msd	=	999.416	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.69995518
-----------	----------	-------------------

Local buckling Case 11

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	323.64	kN
Post buckle bending moment	=	911.61	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	323.64	kn
Mf	=	911.61	kn-m
Ssd	=	356.004	kn
Msd	=	1002.771	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.704656405
----	---	-------------

Local buckling Case 12

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	323.66	kN
Post buckle bending moment	=	911.67	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	323.66	kn
Mf	=	911.67	kn-m
Ssd	=	356.026	kn
Msd	=	1002.837	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.704749046
-----------	----------	--------------------

Local buckling Case 13

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	321.96	kN
Post buckle bending moment	=	907	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	321.96	kn
Mf	=	907	kn-m
Ssd	=	354.156	kn
Msd	=	997.7	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{\min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.697556707
----	---	-------------

Local buckling Case 14

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	323.33	kN
Post buckle bending moment	=	910.69	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	323.33	kn
Mf	=	910.69	kn-m
Ssd	=	355.663	kn
Msd	=	1001.759	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.703236671
-----------	----------	--------------------

Local buckling Case 15

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.21	kN
Post buckle bending moment	=	913.29	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.21	kn
Mf	=	913.29	kn-m
Ssd	=	356.631	kn
Msd	=	1004.619	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.707252661
-----------	----------	--------------------

Local buckling Case 16

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.11	kN
Post buckle bending moment	=	913	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.11	kn
Mf	=	913	kn-m
Ssd	=	356.521	kn
Msd	=	1004.3	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.706804157
----	---	-------------

Local buckling Case 17

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	322.04	kN
Post buckle bending moment	=	907.23	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	322.04	kn
Mf	=	907.23	kn-m
Ssd	=	354.244	kn
Msd	=	997.953	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.697910069
----	---	-------------

Local buckling Case 18

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	323.32	kN
Post buckle bending moment	=	910.68	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	323.32	kn
Mf	=	910.68	kn-m
Ssd	=	355.652	kn
Msd	=	1001.748	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.703221247
----	---	-------------

Local buckling Case 19

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.21	kN
Post buckle bending moment	=	913.3	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.21	kn
Mf	=	910.68	kn-m
Ssd	=	356.631	kn
Msd	=	1001.748	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.703221269
----	---	-------------

Local buckling Case 20

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.12	kN
Post buckle bending moment	=	913.3	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.12	kn
Mf	=	913.01	kn-m
Ssd	=	356.532	kn
Msd	=	1004.311	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.70681962
----	---	------------

Local buckling Case 21

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	322.18	kN
Post buckle bending moment	=	907.64	KN.M
Factor			
γsc	=	1.26	
αU	=	1	
γM	=	1	
αFab	=	0.93	
Γc	=	1	
γF.a	=	1.2	
γF.b	=	1.1	
γE.a	=	0.7	
γE.b	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment

pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	322.18	kn
Mf	=	907.64	kn-m
Ssd	=	354.398	kn
Msd	=	998.404	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
αc	=	1.086575045	
		-	
αp	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.698540196
----	---	-------------

Local buckling Case 22

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	323.32	kN
Post buckle bending moment	=	910.68	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	323.32	kn
Mf	=	910.68	kn-m
Ssd	=	355.652	kn
Msd	=	1001.748	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.703221247
----	---	-------------

Local buckling Case 23

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
density water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.22	kN
Post buckle bending moment	=	913.3	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.22	kn
Mf	=	913.3	kn-m
Ssd	=	356.642	kn
Msd	=	1004.63	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pe _l	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{\min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.70726813
-----------	----------	-------------------

Local buckling Case 24

OD	=	508	mm
Wall thickness	=	15.9	mm
Corrosion Allowance	=	0	mm
T2	=	15.9	mm
Water Depth	=	19	m
densitiy water	=	1025	kg.m-3
modulus young	=	207000	Mpa
SMYS	=	360	Mpa
SMTS	=	460	Mpa
Derating Pressure	=	0	Mpa
Internal Pressure	=	0	Mpa
Out of roundness	=	1	%
Fabrication Method	=	Welded	
Condition	=	Not Burst	
Case	=	Installation	
material Strength	=	Normal	
Safety Class	=	High	
Limit States	=	ILS	(FLS)
Load factor	=	1	condition
poisson ratio	=	0.3	
Maxium Axial Force	=	324.12	kN
Post buckle bending moment	=	913.02	KN.M
Factor			
γ _{sc}	=	1.26	
α _U	=	1	
γ _M	=	1	
α _{Fab}	=	0.93	
Γ _c	=	1	
γ _{F.a}	=	1.2	
γ _{F.b}	=	1.1	
γ _{E.a}	=	0.7	
γ _{E.b}	=	1.3	
fo	=	0.03	

Pressure Containment			
pe	=	0.191	Mpa
Fy	=	360	Mpa
Ft	=	460	Mpa
Pb(t2)	=	26.86245023	Mpa
Sf	=	324.12	kn
Mf	=	913.02	kn-m
Ssd	=	356.532	kn
Msd	=	1004.322	kn-m
Elastic Capacity			
β	=	0.311670161	
α _c	=	1.086575045	
		-	
α _p	=	27.05031447	
Sp (t2)	=	8849.176611	kn
Mp (t2)	=	1386.137635	kn
pel	=	13.95	mpa
pp	=	20.95	mpa
		-	
b	=	13949517.46	pa
		-	
c	=	7.19454E+14	pa ²
d	=	6.12713E+21	pa ³
		-	
u	=	2.61439E+14	pa ²
v	=	1.29036E+21	pa ³
φ	=	1.880996573	
y	=	3337811.648	pa
pc	=	7.987	mpa

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{sc} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{P_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (5.28)$$

$$15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4$$

Check

UC	=	0.706835083
----	---	-------------

LAMPIRAN B
OUTPUT RAO BARGE MOSES

```

*****
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     -----                             *
*                                     11 April, 2016                             *
* Respons Amplitude Operator                                                    *
*                                     *
* Draft = 2.0 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 5.15 Meters                    *
* Roll Gy. Radius = 6.4 Meters Pitch Gy. Radius = 35.8 Meters Yaw Gy. Radius = 36.3 Meters *
* Heading = 0.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20    *
*                                     *
*****

```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++

=====

Of Point On Body REZHA At X = 32.1 Y = 0.0 Z = 1.3

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and KN Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3491	18.00	0.848	114	0.000	0	0.828	27	0.000	0	1.649	-90	0.000	0
0.3696	17.00	0.843	117	0.000	0	0.820	30	0.000	0	1.860	-87	0.000	0
0.3927	16.00	0.836	120	0.000	0	0.809	34	0.000	0	2.117	-84	0.000	0
0.4189	15.00	0.826	124	0.000	0	0.795	39	0.000	0	2.432	-81	0.000	0
0.4333	14.50	0.820	127	0.000	0	0.787	41	0.000	0	2.615	-79	0.000	0
0.4488	14.00	0.813	129	0.000	0	0.777	44	0.000	0	2.818	-77	0.000	0
0.4654	13.50	0.805	132	0.000	0	0.765	47	0.000	0	3.042	-75	0.000	0
0.4833	13.00	0.796	135	0.000	0	0.750	51	0.000	0	3.290	-73	0.000	0
0.5027	12.50	0.785	139	0.000	0	0.733	55	0.000	0	3.561	-71	0.000	0
0.5236	12.00	0.772	143	0.000	0	0.712	60	0.000	0	3.854	-69	0.000	0
0.5464	11.50	0.756	148	0.000	0	0.687	65	0.000	0	4.165	-67	0.000	0
0.5712	11.00	0.736	154	0.000	0	0.654	70	0.000	0	4.484	-64	0.000	0
0.5984	10.50	0.713	160	0.000	0	0.612	76	0.000	0	4.795	-62	0.000	0
0.6283	10.00	0.685	167	0.000	0	0.556	83	0.000	0	5.068	-59	0.000	0
0.6614	9.50	0.650	175	0.000	0	0.482	89	0.000	0	5.258	-56	0.000	0
0.6981	9.00	0.606	-174	0.000	0	0.382	96	0.000	0	5.307	-52	0.000	0
0.7392	8.50	0.552	-162	0.000	0	0.249	102	0.000	0	5.146	-47	0.000	0
0.7854	8.00	0.485	-149	0.000	0	0.087	87	0.000	0	4.714	-40	0.000	0
0.8378	7.50	0.401	-132	0.000	0	0.162	-18	0.000	0	3.981	-30	0.000	0
0.8976	7.00	0.298	-112	0.000	0	0.408	-13	0.000	0	2.968	-16	0.000	0

0.9666	6.50	0.175	-87	0.000	0	0.663	4	0.000	0	1.769	5	0.000	0
1.0472	6.00	0.040	-55	0.000	0	0.853	30	0.000	0	0.577	47	0.000	0
1.1424	5.50	0.087	164	0.000	0	0.834	62	0.000	0	0.478	-141	0.000	0
1.2566	5.00	0.160	-142	0.000	0	0.390	98	0.000	0	0.850	-72	0.000	0
1.3963	4.50	0.112	-70	0.000	0	0.447	-12	0.000	0	0.538	5	0.000	0
1.5708	4.00	0.043	-150	0.000	0	0.352	67	0.000	0	0.099	-30	0.000	0
2.0944	3.00	0.027	42	0.000	0	0.189	129	0.000	0	0.162	-146	0.000	0

```

*****
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     -----                             *
*                                     11 April, 2016                             *
* Respons Amplitude Operator                                                    *
*                                     *
* Draft = 2.0 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 5.15 Meters                    *
* Roll Gy. Radius = 6.4 Meters Pitch Gy. Radius = 35.8 Meters Yaw Gy. Radius = 36.3 Meters *
* Heading = 45.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *
*                                     *
*****

```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++
 =====

Of Point On Body REZHA At X = 32.1 Y = 0.0 Z = 1.3

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and KN Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3491	18.00	0.605	107	0.645	107	0.846	19	0.449	107	1.207	-104	0.213	-169
0.3696	17.00	0.603	109	0.639	109	0.842	21	0.505	109	1.355	-101	0.238	-166
0.3927	16.00	0.600	111	0.632	111	0.838	24	0.572	111	1.538	-98	0.267	-163
0.4189	15.00	0.596	114	0.622	114	0.832	28	0.653	114	1.764	-95	0.301	-160
0.4333	14.50	0.593	116	0.616	116	0.828	29	0.700	116	1.897	-94	0.321	-158
0.4488	14.00	0.590	118	0.609	117	0.824	32	0.751	117	2.046	-93	0.342	-156
0.4654	13.50	0.587	120	0.600	119	0.819	34	0.808	119	2.213	-91	0.366	-153
0.4833	13.00	0.583	122	0.590	122	0.813	36	0.870	122	2.399	-90	0.392	-151
0.5027	12.50	0.578	125	0.578	124	0.806	39	0.940	124	2.607	-89	0.420	-148
0.5236	12.00	0.572	128	0.564	127	0.798	42	1.016	127	2.836	-88	0.451	-145
0.5464	11.50	0.566	131	0.546	130	0.787	46	1.100	130	3.087	-87	0.485	-141
0.5712	11.00	0.558	135	0.525	134	0.774	50	1.192	134	3.356	-86	0.522	-137

0.5984	10.50	0.548	139	0.500	139	0.756	54	1.291	138	3.635	-85	0.562	-132
0.6283	10.00	0.537	145	0.468	143	0.731	59	1.395	143	3.908	-84	0.605	-127
0.6614	9.50	0.522	150	0.429	149	0.696	64	1.499	149	4.150	-83	0.651	-121
0.6981	9.00	0.504	157	0.380	156	0.645	69	1.592	156	4.324	-82	0.697	-114
0.7392	8.50	0.482	166	0.318	163	0.572	75	1.649	163	4.384	-80	0.741	-106
0.7854	8.00	0.453	175	0.240	172	0.470	81	1.613	172	4.285	-77	0.780	-96
0.8378	7.50	0.416	-172	0.141	-178	0.333	86	1.324	-177	3.993	-71	0.805	-85
0.8976	7.00	0.367	-158	0.013	161	0.162	79	0.174	172	3.498	-63	0.803	-70
0.9666	6.50	0.305	-140	0.169	9	0.147	-7	6.485	-9	2.817	-50	0.759	-52
1.0472	6.00	0.225	-118	0.152	67	0.415	-15	8.171	-83	1.995	-30	0.635	-29
1.1424	5.50	0.127	-89	0.336	102	0.737	2	5.704	-74	1.118	-1	0.406	0
1.2566	5.00	0.017	-51	0.425	139	1.002	28	4.015	-38	0.320	46	0.059	52
1.3963	4.50	0.078	178	0.334	-167	0.822	55	2.053	14	0.281	-93	0.345	-91
1.5708	4.00	0.101	-110	0.020	93	0.043	-16	0.081	-87	0.420	-11	0.510	-13
2.0944	3.00	0.039	-27	0.136	-174	0.085	40	0.193	35	0.150	123	0.240	88

```

*****
*                                     ***  MOSES  ***                                     *
*                                     -----                                     *
*                                     11 April, 2016                                     *
*      Respons Amplitude Operator                                     *
*
*      Draft =    2.0 Meters          Trim Angle =    0.00 Deg.          GMT =    5.15 Meters          *
*      Roll Gy. Radius =    6.4 Meters      Pitch Gy. Radius =    35.8 Meters      Yaw Gy. Radius =    36.3 Meters      *
*      Heading =    90.00 Deg.      Forward Speed =    0.00 Knots      Linearization Based on 1/ 20      *
*
*****

```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++

Of Point On Body REZHA At X = 32.1 Y = 0.0 Z = 1.3

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and KN Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3491	18.00	0.001	166	0.937	90	0.858	1	0.653	90	0.469	165	0.036	90
0.3696	17.00	0.001	162	0.936	90	0.858	1	0.740	90	0.482	163	0.036	90
0.3927	16.00	0.001	160	0.934	90	0.857	1	0.846	90	0.496	161	0.036	90
0.4189	15.00	0.001	158	0.931	90	0.855	1	0.978	90	0.513	158	0.036	90

0.4333	14.50	0.001	156	0.930	90	0.855	1	1.057	90	0.523	156	0.036	90
0.4488	14.00	0.001	152	0.928	90	0.854	1	1.146	90	0.533	154	0.036	90
0.4654	13.50	0.001	151	0.927	90	0.853	1	1.248	90	0.544	152	0.035	91
0.4833	13.00	0.001	150	0.925	90	0.852	1	1.365	90	0.556	149	0.035	91
0.5027	12.50	0.001	148	0.923	90	0.851	1	1.501	90	0.568	146	0.035	91
0.5236	12.00	0.001	142	0.920	90	0.850	1	1.661	90	0.581	143	0.035	91
0.5464	11.50	0.001	139	0.918	90	0.848	1	1.851	90	0.593	139	0.035	91
0.5712	11.00	0.001	134	0.915	90	0.847	2	2.080	89	0.604	134	0.034	91
0.5984	10.50	0.001	127	0.911	90	0.845	2	2.362	89	0.613	129	0.034	91
0.6283	10.00	0.001	123	0.908	90	0.843	2	2.716	89	0.618	123	0.034	92
0.6614	9.50	0.001	115	0.904	90	0.840	2	3.175	89	0.617	116	0.034	92
0.6981	9.00	0.001	108	0.901	90	0.838	3	3.796	89	0.606	108	0.033	92
0.7392	8.50	0.001	99	0.898	89	0.837	3	4.685	88	0.584	99	0.033	93
0.7854	8.00	0.001	90	0.898	89	0.838	4	6.074	87	0.549	90	0.033	93
0.8378	7.50	0.001	80	0.906	88	0.844	5	8.566	83	0.502	80	0.033	93
0.8976	7.00	0.001	71	0.904	82	0.855	5	13.354	65	0.448	71	0.033	89
0.9666	6.50	0.000	0	0.753	69	0.877	6	21.162	22	0.390	61	0.028	76
1.0472	6.00	0.000	0	0.403	91	0.916	6	19.821	-47	0.334	51	0.015	100
1.1424	5.50	0.000	0	0.526	104	0.986	4	9.393	-70	0.284	40	0.020	115
1.2566	5.00	0.000	0	0.526	106	1.104	-2	5.338	-72	0.241	24	0.021	118
1.3963	4.50	0.000	0	0.481	111	1.154	-24	3.285	-68	0.182	-4	0.020	123
1.5708	4.00	0.000	0	0.411	120	0.704	-53	2.008	-59	0.076	-41	0.018	132
2.0944	3.00	0.000	0	0.231	164	0.101	-29	0.551	-15	0.004	-26	0.011	174

```

*****
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     -----                             *
*                                     11 April, 2016                             *
* Respons Amplitude Operator                                                    *
*                                                                              *
* Draft = 2.0 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 5.15 Meters                  *
* Roll Gy. Radius = 6.4 Meters Pitch Gy. Radius = 35.8 Meters Yaw Gy. Radius = 36.3 Meters *
* Heading = 135.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *
*                                                                              *
*****

```

```

+++ M O T I O N   R E S P O N S E   O P E R A T O R S +++
=====

```

Of Point On Body REZHA At X = 32.1 Y = 0.0 Z = 1.3

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and KN Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/		/-----/	
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3491	18.00	0.605	-106	0.645	73	0.827	-17	0.449	73	1.291	85	0.213	-9
0.3696	17.00	0.603	-108	0.639	71	0.817	-19	0.506	71	1.452	79	0.237	-12
0.3927	16.00	0.599	-110	0.632	69	0.805	-22	0.573	69	1.648	73	0.266	-15
0.4189	15.00	0.595	-113	0.622	66	0.788	-25	0.653	66	1.892	66	0.301	-19
0.4333	14.50	0.593	-115	0.616	64	0.777	-27	0.700	64	2.035	62	0.320	-21
0.4488	14.00	0.590	-117	0.609	63	0.764	-29	0.751	62	2.194	58	0.342	-23
0.4654	13.50	0.586	-119	0.600	60	0.748	-32	0.808	60	2.372	53	0.365	-25
0.4833	13.00	0.582	-121	0.590	58	0.730	-34	0.871	58	2.571	48	0.391	-28
0.5027	12.50	0.577	-124	0.578	56	0.707	-37	0.940	55	2.791	42	0.419	-31
0.5236	12.00	0.572	-127	0.564	53	0.680	-40	1.017	52	3.034	35	0.450	-34
0.5464	11.50	0.565	-130	0.547	49	0.647	-44	1.101	49	3.299	28	0.484	-38
0.5712	11.00	0.557	-134	0.526	46	0.606	-48	1.193	45	3.580	20	0.521	-42
0.5984	10.50	0.547	-138	0.500	41	0.558	-53	1.293	41	3.869	10	0.561	-47
0.6283	10.00	0.536	-143	0.469	36	0.499	-57	1.398	36	4.149	0	0.604	-52
0.6614	9.50	0.521	-149	0.430	30	0.430	-62	1.503	30	4.390	-12	0.649	-59
0.6981	9.00	0.504	-155	0.381	24	0.350	-66	1.598	23	4.552	-27	0.695	-66
0.7392	8.50	0.481	-163	0.320	16	0.261	-69	1.659	15	4.586	-43	0.740	-74
0.7854	8.00	0.452	-173	0.243	6	0.165	-66	1.630	5	4.442	-61	0.779	-84
0.8378	7.50	0.416	174	0.145	-5	0.082	-33	1.356	-6	4.085	-81	0.804	-96
0.8976	7.00	0.367	160	0.017	1	0.138	30	0.239	-8	3.506	-104	0.803	-111
0.9666	6.50	0.305	142	0.167	108	0.302	35	6.333	90	2.723	-129	0.754	-129
1.0472	6.00	0.225	120	0.148	124	0.523	21	8.180	-27	1.789	-159	0.638	-151
1.1424	5.50	0.127	91	0.331	102	0.786	-4	5.635	-72	0.803	161	0.416	179
1.2566	5.00	0.017	53	0.424	66	1.007	-45	4.009	-112	0.132	4	0.072	132
1.3963	4.50	0.078	-176	0.338	17	0.809	-113	2.077	-160	0.536	-92	0.333	-81
1.5708	4.00	0.101	112	0.013	118	0.045	-84	0.053	-50	0.416	-148	0.510	-151
2.0944	3.00	0.039	28	0.133	60	0.085	-90	0.189	-87	0.150	-178	0.244	141

```

*****
*                                     *** MOSES ***                             *
*                                     -----                             *
*                                     11 April, 2016                             *
* Respons Amplitude Operator                                                    *
*                                     *
* Draft = 2.0 Meters Trim Angle = 0.00 Deg. GMT = 5.15 Meters                    *
* Roll Gy. Radius = 6.4 Meters Pitch Gy. Radius = 35.8 Meters Yaw Gy. Radius = 36.3 Meters *
* Heading = 180.00 Deg. Forward Speed = 0.00 Knots Linearization Based on 1/ 20 *
*                                     *
*****

```

+++ M O T I O N R E S P O N S E O P E R A T O R S +++

Of Point On Body REZHA At X = 32.1 Y = 0.0 Z = 1.3

Process is DEFAULT: Units Are Degrees, Meters, and KN Unless Specified

E N C O U N T E R		Surge /		Sway /		Heave /		Roll /		Pitch /		Yaw /	
-----		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.		Wave Ampl.	
Frequency	Period	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/	/-----/
-(Rad/Sec)-	-(Sec)-	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase	Ampl.	Phase
0.3491	18.00	0.848	-113	0.000	0	0.801	-25	0.000	0	1.734	72	0.000	0
0.3696	17.00	0.842	-116	0.000	0	0.785	-28	0.000	0	1.956	66	0.000	0
0.3927	16.00	0.835	-119	0.000	0	0.764	-32	0.000	0	2.226	59	0.000	0
0.4189	15.00	0.826	-123	0.000	0	0.734	-37	0.000	0	2.555	51	0.000	0
0.4333	14.50	0.820	-125	0.000	0	0.716	-40	0.000	0	2.746	47	0.000	0
0.4488	14.00	0.813	-128	0.000	0	0.694	-43	0.000	0	2.957	42	0.000	0
0.4654	13.50	0.805	-131	0.000	0	0.668	-46	0.000	0	3.190	36	0.000	0
0.4833	13.00	0.795	-134	0.000	0	0.636	-50	0.000	0	3.445	30	0.000	0
0.5027	12.50	0.784	-138	0.000	0	0.599	-55	0.000	0	3.724	24	0.000	0
0.5236	12.00	0.771	-142	0.000	0	0.553	-60	0.000	0	4.024	16	0.000	0
0.5464	11.50	0.755	-147	0.000	0	0.499	-65	0.000	0	4.340	7	0.000	0
0.5712	11.00	0.736	-152	0.000	0	0.433	-72	0.000	0	4.660	-2	0.000	0
0.5984	10.50	0.712	-158	0.000	0	0.355	-79	0.000	0	4.967	-13	0.000	0
0.6283	10.00	0.684	-165	0.000	0	0.261	-88	0.000	0	5.227	-26	0.000	0
0.6614	9.50	0.649	-173	0.000	0	0.152	-99	0.000	0	5.392	-41	0.000	0
0.6981	9.00	0.606	176	0.000	0	0.028	-121	0.000	0	5.400	-59	0.000	0
0.7392	8.50	0.552	165	0.000	0	0.112	65	0.000	0	5.179	-78	0.000	0
0.7854	8.00	0.485	151	0.000	0	0.264	50	0.000	0	4.667	-101	0.000	0
0.8378	7.50	0.401	134	0.000	0	0.427	34	0.000	0	3.837	-127	0.000	0
0.8976	7.00	0.299	114	0.000	0	0.598	15	0.000	0	2.723	-158	0.000	0

0.9666	6.50	0.176	89	0.000	0	0.763	-7	0.000	0	1.436	163	0.000	0
1.0472	6.00	0.040	57	0.000	0	0.872	-37	0.000	0	0.282	75	0.000	0
1.1424	5.50	0.087	-162	0.000	0	0.802	-78	0.000	0	0.809	-77	0.000	0
1.2566	5.00	0.160	144	0.000	0	0.349	-131	0.000	0	0.991	-141	0.000	0
1.3963	4.50	0.112	72	0.000	0	0.462	-62	0.000	0	0.396	150	0.000	0
1.5708	4.00	0.043	151	0.000	0	0.351	-167	0.000	0	0.146	-117	0.000	0
2.0944	3.00	0.027	-40	0.000	0	0.189	-136	0.000	0	0.160	135	0.000	0

LAMPIRAN C

INPUT DAN OUTPUT ANALISA STATIS

```

*****
*
*               O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*   COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*   VERSION NO. - 2.05 AC
*   RELEASED ON - 10/24/1993
*   LICENSED TO - RICKY TAWEKAL
*
*****
*
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.
*
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY
*   RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.
*
*****

```

```

*      OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-      *
*      ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                             *
*                                                                                       *
*      ROBERT C. MALAHY, JR.                  TELEPHONE: (713) 664-8635                *
*      8007 MULLINS                           FACSIMILE: (713) 664-0962                *
*      HOUSTON, TEXAS 77081                                                            *
*      U.S.A.                                                                           *
*                                                                                       *
*****

```

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE    3
DMB COBA
JOB NO. - DMB                  LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - REZHA                DATE - 4/26/2016   TIME - 18:39:40   CASE    1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

```

=====
PLOT TABLE INDEX ..... 1
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... .000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT ..... .000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER ..... 2
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PIPE ELEVATION OR Y COORDINATE  "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER ..... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE  "

PLOT TITLE ..... "PIPELINE ELEVATION PROFILE AND % PIPE STRESS  "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000

```

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

```

=====
PLOT TABLE INDEX ..... 2
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... .000

```

DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER 15
AXIS LABEL FOR ORDINATE "DNV YIELD STRESS PERCENTAGE "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE "

PLOT TITLE "PIPELINE ELEVATION PROFILE AND % PIPE STRESS "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	4
DMB COBA		
JOB NO. - DMB	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - REZHA	DATE - 4/26/2016	TIME - 18:39:40 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX 3
PLOT NUMBER 2
PLOT TYPE OPTION NUMBER 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER 10
AXIS LABEL FOR ORDINATE "VERTICAL BENDING MOMENT "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE "

PLOT TITLE "VERTICAL BENDING MOMENT AND PIPE SUPPORT "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX 4

PLOT NUMBER 2
PLOT TYPE OPTION NUMBER 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER 7
AXIS LABEL FOR ORDINATE "VERTICAL PIPE SUPPORT REACTION "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE "

PLOT TITLE "VERTICAL BENDING MOMENT AND PIPE SUPPORT REACTION "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

PLOTTER CONFIGURATION

=====

PLOTTER TYPE OPTION NUMBER 3
DATA RANGE OPTION NUMBER 1
PLOT PAGE WIDTH (IN)000
PLOT PAGE HEIGHT (IN)000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	5
DMB COBA		
JOB NO. - DMB	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - REZHA	DATE - 4/26/2016	TIME - 18:39:40 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PIPE PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE ROW 1
PIPE SECTION LENGTH000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY 207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA . 85542.63 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. .00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN205000 PCT

STEEL OUTSIDE DIAMETER	50.8000	CM
STEEL WALL THICKNESS	1.5900	CM
YIELD STRESS	360.00	MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR0000	
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER000	CM
DRAG COEFFICIENT0000	
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA000	CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT0000	
POISSON'S RATIO3000	
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION ..	.00000000	1/DEG C

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT	NO
USE DNV STRESS FORMULA	NO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...	YES
STATIC SOLUTION SUMMARY	YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY	NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA	NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..	NO
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA	NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA	NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES	YES

PIPE COATING PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE INDEX	1	
CORROSION COATING THICKNESS550	CM
CONCRETE COATING THICKNESS	5.000	CM
STEEL WEIGHT DENSITY	77009.	N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY ..	9400.	N/M**3
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ...	29822.	N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY0000	
AVERAGE PIPE JOINT LENGTH	12.100	M
FIELD JOINT LENGTH600	M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY	1472.	N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS	0.	N/M**3

```
=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE   6
DMB COBA
JOB NO. - DMB                      LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - REZHA                     DATE - 4/26/2016   TIME - 18:39:40   CASE   1
=====
```

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

```
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX .....          7
SUPPORT ELEMENT TYPE .....          2 TENSIONER
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION .....          .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL .          30.000 DEG
```

```
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL .....          .000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .....          .000 M
BED ROLLER LENGTH .....          2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED ....          .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .          .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .          .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .          .000 KN/DEG
```

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

```
SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX .....          8
SUPPORT ELEMENT TYPE .....          1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION .....          .0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) ..... 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL .          30.000 DEG
```

```
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL .....        60.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. .....          1.000 M
BED ROLLER LENGTH .....          1.500 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED ....          .000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .          .000 KN/DEG
```


TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.0.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF.0.000 KN/DEG

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES
=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	9
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ...	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION0350 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL .	30.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	60.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	1.000 M
BED ROLLER LENGTH	1.500 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG

LAYBARGE DESCRIPTION
=====

NUMBER OF PIPE NODES	8
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY	1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS000 M
TANGENT POINT X-COORDINATE	23.700 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE	1.517 M
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK0000 DEG
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER	1.100 M
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET000 M
BARGE TRIM ANGLE0000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE000 M
STERN SHOE Y COORDINATE000 M
ROTATION CENTER X COORDINATE 30.000 M
ROTATION CENTER Y COORDINATE -1.010 M
ROTATION CENTER Z COORDINATE000 M
BARGE HEADING0000 DEG
BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY000 M
PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE000 M
PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE000 M
PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE000 DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	8
DMB COBA		
JOB NO. - DMB	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - REZHA	DATE - 4/26/2016	TIME - 18:39:40 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
=====	=====	=====	=====
38.000	1.516	8 USER DEFINED	.000
32.095	1.516	8 USER DEFINED	.000
26.500	1.516	7 USER DEFINED	.000
23.000	1.516	8 USER DEFINED	.000
16.520	1.396	8 USER DEFINED	.000
12.000	1.192	8 USER DEFINED	.000
5.500	.723	8 USER DEFINED	.000
.000	.160	8 USER DEFINED	.000

STINGER DESCRIPTION
=====

NUMBER OF PIPE/STINGER NODES 6
STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY 1 X-Y COORD AND TANGENT PT
STINGER TYPE 1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS00 M
HITCH X-COORDINATE -.399 M
HITCH Y-COORDINATE -.744 M

X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN - .399 M
Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN - .744 M
ROTATION ABOUT *STINGER* HITCH 7.150 DEG
TANGENT POINT X-COORDINATE000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE000 M
TANGENT POINT ANGLE000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M)
=====	=====	=====	=====	=====
-6.900	1.222	9 USER DEFINED	2 HINGED END	.000
-14.130	1.371	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-20.180	1.359	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-24.930	1.261	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-30.000	1.116	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-31.792	1.116	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000

PIPE TENSION
=====

STATIC PIPE TENSION ON *LAYBARGE* ... 200.000 KN
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION000 KN
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION000 KN

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	9
DMB COBA		
JOB NO. - DMB	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID - REZHA	DATE - 4/26/2016	TIME - 18:39:40 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY
=====

SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH 3.025 M
WATER DEPTH 8.00 M
ESTIMATED *SAGBEND* X LENGTH00 M
ESTIMATED PIPE LENGTH ON *SEABED*00 M
X-COORD OF PIPE FREE END ON *SEABED* . .00 M
ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT *SEABED*000 DEG

X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF SEABED000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE000 DEG

CURRENT VELOCITIES

=====		
WATER DEPTH (M)	CURRENT SPEED (M/S)	DIRECTION OF TRAVEL (DEG)
=====		
.000	.250	90.000
.800	.246	90.000
1.600	.243	90.000
2.400	.238	90.000
3.200	.233	90.000
4.000	.228	90.000
4.800	.222	90.000
5.600	.214	90.000
6.400	.204	90.000
7.200	.190	90.000
8.000	.114	90.000

END OF INPUT DATA
STATIC SOLUTION CONVERGED IN (13) ITERATIONS
=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 4/26/2016	TIME - 18:39:40	PAGE 10
PROJECT - DMB COBA	JOB NO. - DMB		
USER ID - REZHA	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL		CASE 1

=====

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

=====													
=													
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (DEG)	Z COORD (DEG)	ANGLE (M)	HORIZ ANGLE (MPA)	VERT LENGTH (MPA)	PIPE STRESS (MPA)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP VERT (MPA)	BENDING HORIZ (PCT)	STRESSES	TOTAL YIELD
=====													
=													
1	LAYBARGE	38.00	2.62	.00	.001	-.002	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	32.09	2.62	.00	.000	.018	5.905	.00	.00	-11.43	-.33	11.44	3.18
5	TENSIONR	26.50	2.62	.00	.001	-.077	11.500	8.13	.00	22.08	.76	30.23	8.40

7	LAYBARGE	23.00	2.62	.00	.001	.252	15.000	8.08	.00	-229.80	-.68	237.88	66.08
9	LAYBARGE	16.52	2.50	.00	-.002	1.944	21.481	8.01	.00	-312.30	-.15	320.32	88.98
11	LAYBARGE	12.00	2.29	.00	.004	3.187	26.006	8.01	.00	-263.53	2.92	271.55	75.43
13	LAYBARGE	5.50	1.85	.00	.020	4.419	32.523	7.98	.00	-144.28	2.19	152.27	42.30
15	LAYBARGE	-.01	1.40	.00	.030	5.030	38.052	7.90	.00	-97.17	1.52	105.08	29.19
18	STINGER	-7.40	.70	-.01	.038	5.717	45.471	7.77	.00	-112.11	.53	119.88	33.30
20	STINGER	-14.59	-.07	-.01	.018	6.681	52.703	7.61	-.01	-178.13	-6.23	185.86	51.63
22	STINGER	-20.59	-.83	-.01	-.013	7.662	58.753	7.51	-.13	-161.27	-4.43	168.91	46.92
24	STINGER	-25.30	-1.49	-.01	-.029	8.250	63.504	7.43	-.24	-99.35	-2.30	106.93	29.70
26	STINGER	-30.31	-2.23	-.01	-.035	8.593	68.576	7.33	-.36	-45.52	-.19	53.03	14.73
28	STINGER	-32.09	-2.50	-.01	-.034	8.657	70.368	7.30	-.40	-28.91	.46	36.41	10.11
30	SAGBEND	-35.08	-2.96	-.01	-.033	8.685	73.393	7.23	-.48	9.37	.72	16.88	4.69
31	SAGBEND	-38.07	-3.42	.00	-.030	8.607	76.418	7.16	-.55	44.19	.88	51.64	14.34
32	SAGBEND	-41.06	-3.86	.00	-.028	8.435	79.443	7.10	-.62	74.81	1.01	82.23	22.84
33	SAGBEND	-44.05	-4.30	.00	-.024	8.181	82.468	7.03	-.69	101.54	1.10	108.92	30.26
34	SAGBEND	-47.05	-4.72	.00	-.021	7.856	85.493	6.96	-.76	124.60	1.17	131.95	36.65
35	SAGBEND	-50.04	-5.13	.00	-.018	7.469	88.518	6.90	-.82	144.22	1.21	151.53	42.09
36	SAGBEND	-53.04	-5.51	.00	-.014	7.031	91.543	6.84	-.88	160.56	1.22	167.84	46.62
37	SAGBEND	-56.05	-5.87	.00	-.011	6.551	94.568	6.78	-.94	173.76	1.20	181.02	50.28
38	SAGBEND	-59.06	-6.20	.00	-.007	6.037	97.593	6.73	-1.00	183.94	1.16	191.18	53.10
39	SAGBEND	-62.06	-6.50	.00	-.004	5.498	100.618	6.69	-1.04	191.19	1.10	198.40	55.11
40	SAGBEND	-65.08	-6.78	.00	-.001	4.942	103.643	6.64	-1.09	195.55	1.01	202.74	56.32
41	SAGBEND	-68.09	-7.02	.00	.002	4.378	106.668	6.61	-1.13	197.06	.91	204.24	56.73
42	SAGBEND	-71.11	-7.24	.00	.004	3.813	109.693	6.58	-1.16	195.73	.78	202.90	56.36
43	SAGBEND	-74.13	-7.43	.00	.006	3.257	112.718	6.55	-1.19	191.54	.63	198.70	55.19
44	SAGBEND	-77.15	-7.58	.00	.008	2.717	115.743	6.53	-1.22	184.45	.47	191.59	53.22
45	SAGBEND	-80.17	-7.71	.00	.009	2.201	118.768	6.52	-1.24	174.37	.29	181.52	50.42
46	SAGBEND	-83.20	-7.82	.00	.010	1.718	121.793	6.51	-1.25	161.24	.10	168.37	46.77
47	SAGBEND	-86.22	-7.90	.00	.010	1.278	124.818	6.50	-1.27	144.91	-.10	152.05	42.24
48	SAGBEND	-89.24	-7.95	.00	.009	.890	127.843	6.50	-1.28	125.24	-.32	132.38	36.77
49	SAGBEND	-92.27	-7.99	.00	.008	.563	130.868	6.50	-1.28	102.06	-.53	109.20	30.33
50	SEABED	-95.29	-8.01	.00	.006	.307	133.893	6.50	-1.29	75.53	-.67	82.69	22.97
51	SEABED	-98.32	-8.02	.00	.004	.128	136.918	6.50	-1.29	49.69	-.63	56.85	15.79
52	SEABED	-101.34	-8.03	.00	.002	.018	139.943	6.50	-1.29	28.48	-.50	35.65	9.90
53	SEABED	-104.37	-8.03	.00	.001	-.041	142.968	6.51	-1.29	13.12	-.35	20.31	5.64
54	SEABED	-107.39	-8.02	.00	.000	-.063	145.993	6.51	-1.29	3.26	-.22	10.48	2.91
55	SEABED	-110.42	-8.02	.00	.000	-.064	149.018	6.51	-1.29	-2.21	-.11	9.43	2.62
56	SEABED	-113.44	-8.02	.00	.000	-.053	152.043	6.51	-1.29	-4.57	-.04	11.78	3.27
57	SEABED	-116.47	-8.02	.00	.000	-.039	155.068	6.51	-1.29	-4.99	.00	12.19	3.39
58	SEABED	-119.49	-8.01	.00	.000	-.026	158.093	6.51	-1.29	-4.36	.02	11.56	3.21

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      DATE - 4/26/2016      TIME - 18:39:40      PAGE 11
PROJECT - DMB COBA                                           JOB NO. - DMB
USER ID - REZHA                                           LICENSED TO: RICKY TAWEKAL      CASE 1
=====

```

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

```

=====
=
NODE      PIPE      X      Y      Z      HORIZ      VERT      PIPE      TENSILE      HOOP      BENDING STRESSES      TOTAL
PERCNT
NO.      SECTION      COORD      COORD      COORD      ANGLE      ANGLE      LENGTH      STRESS      STRESS      VERT      HORIZ      STRESS      YIELD
(M )      ( M )      ( M )      (DEG )      (DEG )      (M )      (MPA )      (MPA )      (MPA )      (MPA )      (MPA )      (PCT )
=====
=
59  SEABED      -122.52      -8.01      .00      .000      -.015      161.118      6.51      -1.29      -3.32      .03      10.53      2.92
60  SEABED      -125.54      -8.01      .00      .000      -.007      164.143      6.51      -1.29      -2.24      .03      9.46      2.63
61  SEABED      -128.57      -8.01      .00      .000      -.002      167.168      6.51      -1.29      -1.33      .02      8.55      2.38
62  SEABED      -131.59      -8.01      .00      .000      .001      170.193      6.51      -1.29      -.65      .01      7.88      2.19
63  SEABED      -134.62      -8.01      .00      .000      .002      173.218      6.51      -1.29      -.21      .01      7.44      2.07
64  SEABED      -137.64      -8.01      .00      .000      .003      176.243      6.51      -1.29      .05      .01      7.29      2.02
65  SEABED      -140.67      -8.01      .00      .000      .002      179.268      6.51      -1.29      .17      .00      7.40      2.06
66  SEABED      -143.69      -8.01      .00      .000      .002      182.293      6.51      -1.29      .20      .00      7.43      2.06
67  SEABED      -146.72      -8.01      .00      .000      .001      185.318      6.51      -1.29      .18      .00      7.41      2.06
68  SEABED      -149.74      -8.01      .00      .000      .001      188.343      6.51      -1.29      .13      .00      7.36      2.05
69  SEABED      -152.77      -8.01      .00      .000      .000      191.368      6.51      -1.29      .08      .00      7.32      2.03
70  SEABED      -155.79      -8.01      .00      .000      .000      194.393      6.51      -1.29      .04      .00      7.27      2.02
71  SEABED      -158.82      -8.01      .00      .000      .000      197.418      6.51      -1.29      .01      .00      7.25      2.01
72  SEABED      -161.84      -8.01      .00      .000      .000      200.443      6.51      -1.29      .00      .00      7.24      2.01

```

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC
PROJECT - DMB COBA
USER ID - REZHA

DATE - 4/26/2016

TIME - 18:39:40
JOB NO. - DMB

PAGE 12

LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

CASE 1

=====

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE	BENDING MOMENTS		
		COORD	COORD	COORD	VERT	HORIZ	VERT	HORIZ	TENSION	VERT	HORIZ	TOTAL
(M)	(M)	(M)	(KN)	(KN)	(M)	(M)	(KN)	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)		
1	LAYBARGE	38.00	2.62	.00	5.42	.18	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	32.09	2.62	.00	65.07	-.87	.00	.00	-.01	-33.52	-.95	33.54
5	TENSIONR	26.50	2.62	.00	-251.94	2.15	.00	.00	199.96	64.75	2.23	64.79
7	LAYBARGE	23.00	2.62	.00	234.42	-1.69	.00	.00	198.55	-673.88	-2.00	673.88
9	LAYBARGE	16.52	2.50	.00	96.96	-1.94	.00	.00	197.00	-915.82	-.44	915.82
11	LAYBARGE	12.00	2.29	.00	50.89	2.62	.00	.00	196.81	-772.78	8.55	772.83
13	LAYBARGE	5.50	1.85	.00	.00	.00	.03	.00	196.05	-423.10	6.44	423.15
15	LAYBARGE	-.01	1.40	.00	.00	.00	.14	.00	194.26	-284.94	4.46	284.98
18	STINGER	-7.40	.70	-.01	12.76	2.57	.00	-.01	191.05	-328.77	1.55	328.77
20	STINGER	-14.59	-.07	-.01	59.73	-4.05	.00	-.01	187.27	-522.37	-18.28	522.69
22	STINGER	-20.59	-.83	-.01	41.72	-.50	.00	-.01	186.30	-472.92	-12.99	473.10
24	STINGER	-25.30	-1.49	-.01	.01	.01	.01	-.01	185.72	-291.35	-6.75	291.43
26	STINGER	-30.31	-2.23	-.01	.00	.00	.04	-.01	184.80	-133.48	-.57	133.48
28	STINGER	-32.09	-2.50	-.01	16.38	.94	.00	-.01	184.43	-84.77	1.34	84.78
30	SAGBEND	-35.08	-2.96	-.01	.00	.00	.00	.00	183.77	27.49	2.10	27.57
31	SAGBEND	-38.07	-3.42	.00	.00	.00	.00	.00	183.05	129.58	2.58	129.61
32	SAGBEND	-41.06	-3.86	.00	.00	.00	.00	.00	182.29	219.39	2.96	219.41
33	SAGBEND	-44.05	-4.30	.00	.00	.00	.00	.00	181.52	297.76	3.24	297.78
34	SAGBEND	-47.05	-4.72	.00	.00	.00	.00	.00	180.76	365.40	3.43	365.41
35	SAGBEND	-50.04	-5.13	.00	.00	.00	.00	.00	180.03	422.92	3.54	422.93
36	SAGBEND	-53.04	-5.51	.00	.00	.00	.00	.00	179.34	470.83	3.57	470.84
37	SAGBEND	-56.05	-5.87	.00	.00	.00	.00	.00	178.70	509.55	3.52	509.56
38	SAGBEND	-59.06	-6.20	.00	.00	.00	.00	.00	178.12	539.41	3.41	539.42
39	SAGBEND	-62.06	-6.50	.00	.00	.00	.00	.00	177.60	560.65	3.22	560.66
40	SAGBEND	-65.08	-6.78	.00	.00	.00	.00	.00	177.15	573.45	2.97	573.45
41	SAGBEND	-68.09	-7.02	.00	.00	.00	.00	.00	176.77	577.88	2.66	577.89
42	SAGBEND	-71.11	-7.24	.00	.00	.00	.00	.00	176.46	573.99	2.29	573.99
43	SAGBEND	-74.13	-7.43	.00	.00	.00	.00	.00	176.22	561.69	1.86	561.70

44	SAGBEND	-77.15	-7.58	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.05	540.88	1.38	540.89
45	SAGBEND	-80.17	-7.71	.00	.00	.00	.00	.00	.00	175.94	511.35	.85	511.35
46	SAGBEND	-83.20	-7.82	.00	.00	.00	.00	.00	.00	175.90	472.82	.29	472.82
47	SAGBEND	-86.22	-7.90	.00	.00	.00	.00	.00	.00	175.90	424.94	-.31	424.94
48	SAGBEND	-89.24	-7.95	.00	.00	.00	.00	.00	.00	175.94	367.27	-.93	367.27
49	SAGBEND	-92.27	-7.99	.00	.28	-.08	.00	.00	.00	176.01	299.28	-1.56	299.28
50	SEABED	-95.29	-8.01	.00	4.54	-.18	.00	.00	.00	176.11	221.51	-1.96	221.51
51	SEABED	-98.32	-8.02	.00	8.60	-.09	.00	.00	.00	176.19	145.72	-1.83	145.73
52	SEABED	-101.34	-8.03	.00	9.96	-.02	.00	.00	.00	176.24	83.51	-1.46	83.53
53	SEABED	-104.37	-8.03	.00	9.73	.01	.00	.00	.00	176.25	38.48	-1.03	38.49
54	SEABED	-107.39	-8.02	.00	8.74	.03	.00	.00	.00	176.25	9.56	-.64	9.58
55	SEABED	-110.42	-8.02	.00	7.54	.03	.00	.00	.00	176.25	-6.48	-.33	6.49
56	SEABED	-113.44	-8.02	.00	6.44	.03	.00	.00	.00	176.25	-13.41	-.13	13.41
57	SEABED	-116.47	-8.02	.00	5.56	.02	.00	.00	.00	176.24	-14.63	.00	14.63
58	SEABED	-119.49	-8.01	.00	4.95	.01	.00	.00	.00	176.24	-12.79	.06	12.79

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      DATE - 4/26/2016      TIME - 18:39:40      PAGE 13
PROJECT - DMB COBA                                           JOB NO. - DMB
USER ID - REZHA                                           LICENSED TO: RICKY TAWEKAL      CASE 1
=====

```

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X			Y		Z		SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE BENDING MOMENTS		
		COORD			COORD		COORD		VERT		VERT		TENSION		
		(M)	(M)	(M)	(KN)	(KN)	(KN)	(KN)	(M)	(M)	(KN)	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)	TOTAL
59	SEABED	-122.52	-8.01	.00	4.57	.01	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	-9.73	9.73
60	SEABED	-125.54	-8.01	.00	4.37	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	-6.58	6.58
61	SEABED	-128.57	-8.01	.00	4.30	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	-3.90	3.90
62	SEABED	-131.59	-8.01	.00	4.29	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	-1.91	1.91
63	SEABED	-134.62	-8.01	.00	4.33	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	-.60	.60
64	SEABED	-137.64	-8.01	.00	4.38	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.15	.15
65	SEABED	-140.67	-8.01	.00	4.42	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.50	.50
66	SEABED	-143.69	-8.01	.00	4.46	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.58	.58
67	SEABED	-146.72	-8.01	.00	4.49	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.52	.52
68	SEABED	-149.74	-8.01	.00	4.51	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.38	.38
69	SEABED	-152.77	-8.01	.00	4.52	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.24	.24
70	SEABED	-155.79	-8.01	.00	4.53	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.12	.12
71	SEABED	-158.82	-8.01	.00	4.53	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	176.24	.03	.03

72 SEABED -161.84 -8.01 .00 .00 .00 .00 .00 176.24 .00 .00 .00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 14

DMB COBA

JOB NO. - DMB LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - REZHA DATE - 4/26/2016 TIME - 18:39:40 CASE 1

=====

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====

PIPE SECTION LENGTH ..	.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	50.800 CM	CROSS SECTIONAL AREA .	245.81 CM2
WALL THICKNESS	1.590 CM	MOMENT OF INERTIA	85542.63 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR .	4516.158 N/M	YIELD STRESS	360.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG ..	1491.772 N/M	STRESS INTENS FACTOR .	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.493	STEEL DENSITY	77009.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS ..	.550 CM	WRAP COAT DENSITY	9400.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ...	5.000 CM	CONCRETE DENSITY	29822.0 N/M3

BARGE DATA

=====

TOTAL PIPE TENSION ...	200.00 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS .	1	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS .	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	5.030 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====

NO. OF PIPE SUPPORTS .	6	STINGER STERN DEPTH ..	-2.50 M
NO. STINGER SECTIONS .	6	PIPE ANGLE AT STERN ..	8.657 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M	STINGER LENGTH	31.90 M

SAGBEND DATA

=====

WATER DEPTH	8.00 M	HORIZ PIPE TENSION ...	176.24 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-93.30 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

===== SOLUTION SUMMARY =====									
NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD	Y COORD	Z COORD	SUPPORT VERT	REACT HORIZ	TOTAL MOMENT	TOTAL STRESS	PCT YLD
1	LAYBARGE	38.0	2.6	.0	5.4	.2	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	32.1	2.6	.0	65.1	-.9	33.5	11.4	3.
5	TENSIONR	26.5	2.6	.0	-251.9	2.1	64.8	30.2	8.
7	LAYBARGE	23.0	2.6	.0	234.4	-1.7	673.9	237.9	66.
9	LAYBARGE	16.5	2.5	.0	97.0	-1.9	915.8	320.3	89.
11	LAYBARGE	12.0	2.3	.0	50.9	2.6	772.8	271.5	75.
13	LAYBARGE	5.5	1.9	.0	.0	.0	423.1	152.3	42.
15	LAYBARGE	.0	1.4	.0	.0	.0	285.0	105.1	29.
18	STINGER	-7.4	.7	.0	12.8	2.6	328.8	119.9	33.
20	STINGER	-14.6	-.1	.0	59.7	-4.1	522.7	185.9	52.
22	STINGER	-20.6	-.8	.0	41.7	-.5	473.1	168.9	47.
24	STINGER	-25.3	-1.5	.0	.0	.0	291.4	106.9	30.
26	STINGER	-30.3	-2.2	.0	.0	.0	133.5	53.0	15.
28	STINGER	-32.1	-2.5	.0	16.4	.9	84.8	36.4	10.
41	SAGBEND	-68.1	-7.0	.0	.0	.0	577.9	204.2	57.
50	SEABED	-95.3	-8.0	.0	4.5	-.2	221.5	82.7	23.

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      DATE - 4/26/2016      TIME - 18:39:40      PAGE 15
PROJECT - DMB COBA                                              JOB NO. - DMB
USER ID - REZHA                                              LICENSED TO: RICKY TAWEKAL      CASE 1
=====

```

P R O F I L E P L O T F I L E I N F O R M A T I O N

=====															
/- RECORD /		ROW /-		PLOT -/		TIME /---		HORIZ AXIS ---/		VERTI AXIS ---/		TITLE ----/		RANGE OF AXES -----/	
1ST	LAST	NO.	NO.	TYPE	(SECS)	CODE	TITLE	CODE	TITLE			X MIN	X MAX	Y MIN	Y MAX
=====															
1	2	1	1	1	.0	1	PIPE HORIZONTAL	2	PIPE ELEVATION		PIPELINE ELEVAT	.00	.00	.00	.00
3	4	2	1	1	.0	1	PIPE HORIZONTAL	15	DNV YIELD STRE		PIPELINE ELEVAT	.00	.00	.00	.00
5	6	3	2	1	.0	1	PIPE HORIZONTAL	10	VERTICAL BENDI		VERTICAL BENDIN	.00	.00	.00	.00
7	8	4	2	1	.0	1	PIPE HORIZONTAL	7	VERTICAL PIPE		VERTICAL BENDIN	.00	.00	.00	.00

MMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM
MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMMMMMMMMM	MMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMM
MMM	MMM	MMMMMMMMMM	MMMMMMMMMM	MMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMM	MMMMMMMMMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMMMMMMMMMMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM
MMMMMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM

```

*****
*
*               O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*
*      COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*
*              VERSION NO. - 2.05 AC
*              RELEASED ON - 10/24/1993
*              LICENSED TO - RICKY TAWEKAL
*
*****
*
*      OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
*      STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
*      THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
*      ERATIONS AND DAVIT LIFTS.
*
*
*      OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*      AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM
*      AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-
*      MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*
*
*      WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
*      ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY

```

```

*      WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY      *
*      RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.                                           *
*                                                                                          *
*      OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-    *
*      ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:                                                 *
*                                                                                          *
*              ROBERT C. MALAHY, JR.              TELEPHONE: (713) 664-8635                *
*              8007 MULLINS                        FACSIMILE: (713) 664-0962                *
*              HOUSTON, TEXAS 77081                                                         *
*              U.S.A.                                                                       *
*                                                                                          *
*****

```

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          PAGE    3

JOB NO. -                      LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID -                      DATE -  4/29/2016   TIME - 21:34:34   CASE   1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

```

PLOT TABLE INDEX ..... 1
PLOT NUMBER ..... 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER ..... 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT ..... .000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT .... .000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER .... 2
AXIS LABEL FOR ORDINATE ..... "PIPE ELEVATION OR Y COORDINATE  "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER .... 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA ..... "PIPE HORIZONTAL X COORDINATE  "

PLOT TITLE ..... "PIPELINE ELEVATION PROFILE AND % PIPE STRESS  "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE ..... .000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE ..... .000

```

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	2		
PLOT NUMBER	1		
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1		
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000		
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000		
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	15		
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"DNV YIELD STRESS PERCENTAGE	"	
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1		
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPE HORIZONTAL X COORDINATE	"	
PLOT TITLE	"PIPELINE ELEVATION PROFILE AND % PIPE STRESS	"	
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000		
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000		
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000		
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000		

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	PAGE	4
---	------	---

JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL		
USER ID -	DATE - 4/29/2016	TIME - 21:34:34	CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	3		
PLOT NUMBER	2		
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1		
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000		
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000		
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	10		
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"VERTICAL BENDING MOMENT	"	
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1		
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPE HORIZONTAL X COORDINATE	"	
PLOT TITLE	"VERTICAL BENDING MOMENT AND PIPE SUPPORT REACTION	"	
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000		
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000		
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000		
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000		

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX	4	
PLOT NUMBER	2	
PLOT TYPE OPTION NUMBER	1	
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000	
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000	
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER	7	
AXIS LABEL FOR ORDINATE	"VERTICAL PIPE SUPPORT REACTION "	
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER	1	
AXIS LABEL FOR ABSCISSA	"PIPE HORIZONTAL X COORDINATE "	
PLOT TITLE	"VERTICAL BENDING MOMENT AND PIPE SUPPORT REACTION "	
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000	
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000	
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000	
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000	

PRINTED OUTPUT SELECTED

=====

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUTNO
 USE DNV STRESS FORMULANO
 STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...YES
 STATIC SOLUTION SUMMARYYES
 OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRYNO
 STINGER BALLAST SCHEDULE DATANO
 DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..NO
 DYNAMIC RANGE OF PIPE DATANO
 DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATANO
 PLOT DATA FILE SUMMARY TABLESNO

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 5

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
 USER ID - DATE - 4/29/2016 TIME - 21:34:34 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PIPE PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE ROW	1
PIPE SECTION LENGTH000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY	207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA .	85542.63 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED ..	.00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN205000 PCT
STEEL OUTSIDE DIAMETER	50.8000 CM
STEEL WALL THICKNESS	1.5900 CM
YIELD STRESS	360.00 MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER000 CM
DRAG COEFFICIENT0000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA000 CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT0000
POISSON'S RATIO3000
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION ..	.00000000 1/DEG C

PIPE COATING PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE INDEX	1
CORROSION COATING THICKNESS550 CM
CONCRETE COATING THICKNESS	5.000 CM
STEEL WEIGHT DENSITY	77009. N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY ..	9400. N/M**3
CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ...	29822. N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY0000
AVERAGE PIPE JOINT LENGTH	12.100 M
FIELD JOINT LENGTH600 M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY	1472. N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS	0. N/M**3

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.000 M
BED ROLLER LENGTH	2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG

=====

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	60.000	DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	1.000	M
BED ROLLER LENGTH	1.500	M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000	M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000	KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000	KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000	KN/DEG

JOB NO. -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	
USER ID -	DATE - 4/29/2016	TIME - 21:34:34 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX	9
SUPPORT ELEMENT TYPE	1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ...	0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION0350 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L)	0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL .	30.000 DEG
SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL	60.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.	1.000 M
BED ROLLER LENGTH	1.500 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. .	.000 KN/DEG

LAYBARGE DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE NODES	8
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY	1 X-Y COORDINATES
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS000 M
TANGENT POINT X-COORDINATE	23.700 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE	1.517 M
PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK0000 DEG
HEIGHT OF DECK ABOVE WATER	1.100 M
LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET000 M
BARGE TRIM ANGLE0000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE000 M
 STERN SHOE Y COORDINATE000 M
 ROTATION CENTER X COORDINATE 30.000 M
 ROTATION CENTER Y COORDINATE -1.010 M
 ROTATION CENTER Z COORDINATE000 M
 BARGE HEADING0000 DEG
 BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY000 M
 PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE000 M
 PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE000 M
 PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE000 DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 8

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
 USER ID - DATE - 4/29/2016 TIME - 21:34:34 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
=====	=====	=====	=====
38.000	1.516	8 USER DEFINED	.000
32.095	1.516	8 USER DEFINED	.000
26.500	1.516	7 USER DEFINED	.000
23.000	1.516	8 USER DEFINED	.000
16.520	1.396	8 USER DEFINED	.000
12.000	1.192	8 USER DEFINED	.000
5.500	.723	8 USER DEFINED	.000
.000	.160	8 USER DEFINED	.000

STINGER DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE/STINGER NODES 6
 STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY 1 X-Y COORD AND TANGENT PT
 STINGER TYPE 1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
 OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS00 M
 HITCH X-COORDINATE -.399 M
 HITCH Y-COORDINATE -.744 M

X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN - .399 M
 Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN - .744 M
 ROTATION ABOUT *STINGER* HITCH 8.300 DEG
 TANGENT POINT X-COORDINATE000 M
 TANGENT POINT Y-COORDINATE000 M
 TANGENT POINT ANGLE000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M)
=====	=====	=====	=====	=====
-6.900	1.222	9 USER DEFINED	2 HINGED END	.000
-14.130	1.371	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-20.180	1.359	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-24.930	1.261	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-30.000	1.116	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-31.792	1.116	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000

PIPE TENSION

=====

STATIC PIPE TENSION ON *LAYBARGE* ... 250.000 KN
 MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION000 KN
 MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION000 KN

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC
 PAGE 9

JOB NO. -
 LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
 USER ID -
 DATE - 4/29/2016 TIME - 21:34:34 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SAGBEND GEOMETRY

=====

SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH 3.025 M
 WATER DEPTH 12.00 M
 ESTIMATED *SAGBEND* X LENGTH00 M
 ESTIMATED PIPE LENGTH ON *SEABED*00 M
 X-COORD OF PIPE FREE END ON *SEABED* .00 M
 ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE . .00 M

PIPE VERTICAL ANGLE AT *SEABED*000 DEG
X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH00 M
MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF *SEABED*000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE000 DEG

CURRENT VELOCITIES

=====

WATER DEPTH (M)	CURRENT SPEED (M/S)	DIRECTION OF TRAVEL (DEG)
=====	=====	=====
.000	.250	90.000
1.200	.246	90.000
2.400	.243	90.000
3.600	.238	90.000
4.800	.233	90.000
6.000	.228	90.000
7.200	.222	90.000
8.400	.214	90.000
9.600	.204	90.000
10.800	.190	90.000
12.000	.114	90.000

END OF INPUT DATA

STATIC SOLUTION CONVERGED IN (13) ITERATIONS

PROJECT -

JOB NO. -

USER ID -

LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

CASE 1

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	38.00	2.62	.00	.001	-.002	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	32.09	2.62	.00	.000	.018	5.905	.00	.00	-11.52	-.33	11.53	3.20
5	TENSIONR	26.50	2.62	.00	.001	-.078	11.500	10.17	.00	22.33	.79	32.51	9.03
7	LAYBARGE	23.00	2.62	.00	.001	.255	15.000	10.11	.00	-232.21	-.75	242.32	67.31
9	LAYBARGE	16.52	2.50	.00	-.002	1.928	21.481	10.05	.00	-306.01	-.14	316.06	87.79
11	LAYBARGE	12.00	2.29	.00	.006	3.239	26.006	10.02	.00	-301.96	4.07	312.00	86.67
13	LAYBARGE	5.50	1.83	.00	.026	4.721	32.523	9.99	.00	-185.11	1.99	195.11	54.20
15	LAYBARGE	-.01	1.34	.00	.031	5.554	38.052	9.92	.00	-141.51	.10	151.43	42.06
18	STINGER	-7.40	.55	-.01	.023	6.584	45.488	9.76	.00	-164.32	-2.38	174.10	48.36
20	STINGER	-14.58	-.35	-.01	.007	7.772	52.720	9.60	-.06	-188.86	-2.02	198.50	55.14
22	STINGER	-20.56	-1.22	-.01	.008	8.787	58.770	9.49	-.20	-165.58	2.01	175.18	48.66
24	STINGER	-25.25	-1.98	-.01	.013	9.468	63.521	9.39	-.32	-137.99	.20	147.54	40.98
26	STINGER	-30.25	-2.84	-.01	.009	10.093	68.593	9.27	-.46	-124.47	-2.08	133.98	37.22
28	STINGER	-32.02	-3.16	-.01	.004	10.303	70.385	9.22	-.51	-120.51	-2.80	130.02	36.12
30	SAGBEND	-34.99	-3.71	-.01	-.003	10.586	73.410	9.15	-.59	-74.42	-2.33	83.91	23.31
31	SAGBEND	-37.96	-4.27	-.01	-.009	10.736	76.435	9.08	-.68	-30.52	-1.82	40.00	11.11
32	SAGBEND	-40.94	-4.83	-.01	-.014	10.766	79.460	9.00	-.78	8.43	-1.36	17.94	4.98
33	SAGBEND	-43.91	-5.39	-.01	-.017	10.692	82.485	8.91	-.87	42.91	-.96	52.27	14.52
34	SAGBEND	-46.88	-5.95	-.01	-.020	10.524	85.510	8.83	-.96	73.32	-.62	82.64	22.95
35	SAGBEND	-49.86	-6.50	-.01	-.021	10.274	88.535	8.75	-1.04	100.02	-.32	109.29	30.36
36	SAGBEND	-52.83	-7.03	-.01	-.022	9.953	91.560	8.67	-1.13	123.31	-.07	132.55	36.82
37	SAGBEND	-55.82	-7.54	-.01	-.022	9.569	94.585	8.59	-1.21	143.47	.14	152.67	42.41
38	SAGBEND	-58.80	-8.03	-.01	-.021	9.132	97.610	8.51	-1.29	160.71	.31	169.87	47.19
39	SAGBEND	-61.79	-8.50	.00	-.020	8.650	100.635	8.44	-1.36	175.23	.45	184.35	51.21
40	SAGBEND	-64.78	-8.94	.00	-.018	8.129	103.660	8.37	-1.44	187.17	.56	196.27	54.52
41	SAGBEND	-67.78	-9.36	.00	-.017	7.577	106.685	8.31	-1.50	196.67	.64	205.74	57.15
42	SAGBEND	-70.78	-9.74	.00	-.015	7.002	109.710	8.25	-1.56	203.83	.70	212.87	59.13
43	SAGBEND	-73.78	-10.09	.00	-.013	6.410	112.735	8.20	-1.62	208.71	.73	217.72	60.48
44	SAGBEND	-76.79	-10.42	.00	-.010	5.806	115.760	8.15	-1.67	211.35	.73	220.35	61.21

45	SAGBEND	-79.80	-10.71	.00	-.008	5.198	118.785	8.11	-1.72	211.79	.72	220.76	61.32
46	SAGBEND	-82.82	-10.96	.00	-.006	4.593	121.810	8.07	-1.76	210.00	.68	218.96	60.82
47	SAGBEND	-85.83	-11.19	.00	-.004	3.995	124.835	8.04	-1.80	205.97	.63	214.92	59.70
48	SAGBEND	-88.85	-11.39	.00	-.003	3.412	127.860	8.02	-1.83	199.64	.56	208.58	57.94
49	SAGBEND	-91.87	-11.55	.00	-.001	2.851	130.885	8.00	-1.85	190.93	.48	199.86	55.52
50	SAGBEND	-94.89	-11.69	.00	.000	2.319	133.910	7.98	-1.88	179.75	.39	188.67	52.41
51	SAGBEND	-97.92	-11.80	.00	.001	1.822	136.935	7.97	-1.89	165.95	.29	174.87	48.58
52	SAGBEND	-100.94	-11.88	.00	.002	1.369	139.960	7.96	-1.91	149.38	.18	158.31	43.97
53	SAGBEND	-103.96	-11.94	.00	.002	.967	142.985	7.96	-1.92	129.86	.07	138.79	38.55
54	SAGBEND	-106.99	-11.98	.00	.002	.626	146.010	7.96	-1.92	107.15	-.04	116.09	32.25
55	SEABED	-110.01	-12.01	.00	.002	.355	149.035	7.96	-1.93	81.12	-.14	90.06	25.02
56	SEABED	-113.04	-12.02	.00	.001	.161	152.060	7.96	-1.93	54.74	-.17	63.69	17.69
57	SEABED	-116.06	-12.03	.00	.001	.037	155.085	7.96	-1.93	32.44	-.15	41.40	11.50
58	SEABED	-119.09	-12.03	.00	.001	-.031	158.110	7.96	-1.93	15.90	-.12	24.89	6.91

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC          DATE - 4/29/2016          TIME - 21:34:34          PAGE   11
PROJECT -                                                              JOB NO. -
USER ID -                                                              LICENSED TO: RICKY TAWEKAL          CASE    1
=====

```

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
59	SEABED	-122.11	-12.03	.00	.000	-.060	161.135	7.97	-1.93	5.00	-.08	14.03	3.90
60	SEABED	-125.14	-12.02	.00	.000	-.064	164.160	7.97	-1.93	-1.27	-.05	10.34	2.87
61	SEABED	-128.16	-12.02	.00	.000	-.055	167.185	7.97	-1.93	-4.19	-.03	13.22	3.67
62	SEABED	-131.19	-12.02	.00	.000	-.042	170.210	7.97	-1.93	-4.94	-.01	13.97	3.88
63	SEABED	-134.21	-12.01	.00	.000	-.028	173.235	7.97	-1.93	-4.49	.00	13.52	3.76
64	SEABED	-137.24	-12.01	.00	.000	-.017	176.260	7.97	-1.93	-3.52	.01	12.56	3.49
65	SEABED	-140.26	-12.01	.00	.000	-.008	179.285	7.97	-1.93	-2.44	.01	11.49	3.19
66	SEABED	-143.29	-12.01	.00	.000	-.002	182.310	7.97	-1.93	-1.50	.01	10.56	2.93
67	SEABED	-146.31	-12.01	.00	.000	.001	185.335	7.97	-1.93	-.78	.01	9.85	2.74
68	SEABED	-149.34	-12.01	.00	.000	.002	188.360	7.97	-1.93	-.29	.00	9.37	2.60
69	SEABED	-152.36	-12.01	.00	.000	.003	191.385	7.97	-1.93	.00	.00	9.09	2.52
70	SEABED	-155.39	-12.01	.00	.000	.002	194.410	7.97	-1.93	.15	.00	9.23	2.56
71	SEABED	-158.41	-12.01	.00	.000	.002	197.435	7.97	-1.93	.19	.00	9.27	2.58
72	SEABED	-161.44	-12.01	.00	.000	.001	200.460	7.97	-1.93	.18	.00	9.26	2.57
73	SEABED	-164.46	-12.01	.00	.000	.001	203.485	7.97	-1.93	.13	.00	9.22	2.56

74	SEABED	-167.49	-12.01	.00	.000	.001	206.510	7.97	-1.93	.09	.00	9.17	2.55
75	SEABED	-170.51	-12.01	.00	.000	.000	209.535	7.97	-1.93	.04	.00	9.13	2.54
76	SEABED	-173.54	-12.01	.00	.000	.000	212.560	7.97	-1.93	.01	.00	9.10	2.53
77	SEABED	-176.56	-12.01	.00	.000	.000	215.585	7.97	-1.93	.00	.00	9.08	2.52

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 4/29/2016	TIME - 21:34:34	PAGE 12
PROJECT -	JOB NO. -		
USER ID -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL	CASE 1	

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT VERT (KN)	REACTION HORIZ (KN)	SUPT VERT (M)	SEPARATIONS HORIZ (M)	PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	38.00	2.62	.00	5.36	.19	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	32.09	2.62	.00	65.46	-.90	.00	.00	-.01	-33.80	-.98	33.81
5	TENSIONR	26.50	2.62	.00	-255.14	2.28	.00	.00	249.95	65.47	2.31	65.51
7	LAYBARGE	23.00	2.62	.00	243.52	-1.81	.00	.00	248.51	-680.95	-2.21	680.96
9	LAYBARGE	16.52	2.50	.00	61.19	-2.75	.00	.00	247.13	-897.36	-.40	897.36
11	LAYBARGE	12.00	2.29	.00	84.51	4.14	.00	.00	246.24	-885.49	11.94	885.57
13	LAYBARGE	5.50	1.83	.00	.00	.00	.01	.00	245.63	-542.84	5.85	542.87
15	LAYBARGE	-.01	1.34	.00	.00	.00	.08	.00	243.73	-414.99	.30	414.99
18	STINGER	-7.40	.55	-.01	32.93	-1.21	.00	-.01	240.00	-481.87	-6.98	481.92
20	STINGER	-14.58	-.35	-.01	43.44	-2.11	.00	-.01	236.77	-553.84	-5.94	553.87
22	STINGER	-20.56	-1.22	-.01	17.04	3.30	.00	-.01	235.69	-485.56	5.88	485.59
24	STINGER	-25.25	-1.98	-.01	.00	.00	.02	-.01	234.77	-404.66	.59	404.66
26	STINGER	-30.25	-2.84	-.01	.00	.00	.03	-.01	233.57	-365.00	-6.09	365.05
28	STINGER	-32.02	-3.16	-.01	51.36	-2.02	.00	-.01	233.11	-353.41	-8.20	353.50
30	SAGBEND	-34.99	-3.71	-.01	.00	.00	.00	.00	232.52	-218.24	-6.85	218.35
31	SAGBEND	-37.96	-4.27	-.01	.00	.00	.00	.00	231.80	-89.51	-5.32	89.67
32	SAGBEND	-40.94	-4.83	-.01	.00	.00	.00	.00	230.98	24.73	-3.99	25.05
33	SAGBEND	-43.91	-5.39	-.01	.00	.00	.00	.00	230.10	125.84	-2.82	125.87
34	SAGBEND	-46.88	-5.95	-.01	.00	.00	.00	.00	229.18	215.02	-1.81	215.02
35	SAGBEND	-49.86	-6.50	-.01	.00	.00	.00	.00	228.25	293.31	-.95	293.31
36	SAGBEND	-52.83	-7.03	-.01	.00	.00	.00	.00	227.33	361.62	-.21	361.62
37	SAGBEND	-55.82	-7.54	-.01	.00	.00	.00	.00	226.44	420.72	.41	420.72
38	SAGBEND	-58.80	-8.03	-.01	.00	.00	.00	.00	225.57	471.28	.91	471.28

39	SAGBEND	-61.79	-8.50	.00	.00	.00	.00	.00	224.76	513.85	1.32	513.85
40	SAGBEND	-64.78	-8.94	.00	.00	.00	.00	.00	223.99	548.88	1.64	548.88
41	SAGBEND	-67.78	-9.36	.00	.00	.00	.00	.00	223.29	576.75	1.88	576.75
42	SAGBEND	-70.78	-9.74	.00	.00	.00	.00	.00	222.65	597.73	2.04	597.73
43	SAGBEND	-73.78	-10.09	.00	.00	.00	.00	.00	222.07	612.03	2.13	612.04
44	SAGBEND	-76.79	-10.42	.00	.00	.00	.00	.00	221.56	619.79	2.15	619.80
45	SAGBEND	-79.80	-10.71	.00	.00	.00	.00	.00	221.13	621.06	2.10	621.06
46	SAGBEND	-82.82	-10.96	.00	.00	.00	.00	.00	220.76	615.83	2.00	615.83
47	SAGBEND	-85.83	-11.19	.00	.00	.00	.00	.00	220.46	604.01	1.85	604.01
48	SAGBEND	-88.85	-11.39	.00	.00	.00	.00	.00	220.23	585.44	1.65	585.44
49	SAGBEND	-91.87	-11.55	.00	.00	.00	.00	.00	220.07	559.91	1.42	559.91
50	SAGBEND	-94.89	-11.69	.00	.00	.00	.00	.00	219.97	527.10	1.15	527.11
51	SAGBEND	-97.92	-11.80	.00	.00	.00	.00	.00	219.92	486.65	.86	486.65
52	SAGBEND	-100.94	-11.88	.00	.00	.00	.00	.00	219.92	438.07	.54	438.07
53	SAGBEND	-103.96	-11.94	.00	.00	.00	.00	.00	219.96	380.81	.21	380.81
54	SAGBEND	-106.99	-11.98	.00	.06	-.01	.00	.00	220.03	314.23	-.12	314.23
55	SEABED	-110.01	-12.01	.00	3.25	-.07	.00	.00	220.12	237.90	-.40	237.90
56	SEABED	-113.04	-12.02	.00	7.91	-.04	.00	.00	220.21	160.52	-.49	160.52
57	SEABED	-116.06	-12.03	.00	9.76	-.02	.00	.00	220.26	95.13	-.45	95.13
58	SEABED	-119.09	-12.03	.00	9.81	-.01	.00	.00	220.28	46.63	-.35	46.63

```
=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      DATE - 4/29/2016      TIME - 21:34:34      PAGE 13
PROJECT -                                                           JOB NO. -
USER ID -                                                           LICENSED TO: RICKY TAWEKAL      CASE 1
=====
```

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE	BENDING MOMENTS		
		COORD	COORD	COORD	VERT	HORIZ	VERT	HORIZ	TENSION	VERT	HORIZ	TOTAL
		(M)	(M)	(M)	(KN)	(KN)	(M)	(M)	(KN)	(KN-M)	(KN-M)	(KN-M)
59	SEABED	-122.11	-12.03	.00	8.95	.00	.00	.00	220.29	14.66	-.25	14.66
60	SEABED	-125.14	-12.02	.00	7.78	.01	.00	.00	220.28	-3.73	-.15	3.74
61	SEABED	-128.16	-12.02	.00	6.65	.01	.00	.00	220.28	-12.28	-.08	12.28
62	SEABED	-131.19	-12.02	.00	5.73	.01	.00	.00	220.28	-14.49	-.03	14.49
63	SEABED	-134.21	-12.01	.00	5.07	.00	.00	.00	220.28	-13.17	.00	13.17
64	SEABED	-137.24	-12.01	.00	4.64	.00	.00	.00	220.28	-10.31	.01	10.31
65	SEABED	-140.26	-12.01	.00	4.41	.00	.00	.00	220.28	-7.16	.02	7.16
66	SEABED	-143.29	-12.01	.00	4.31	.00	.00	.00	220.28	-4.39	.02	4.39

67	SEABED	-146.31	-12.01	.00	4.30	.00	.00	.00	220.28	-2.28	.01	2.28
68	SEABED	-149.34	-12.01	.00	4.32	.00	.00	.00	220.28	-.85	.01	.85
69	SEABED	-152.36	-12.01	.00	4.37	.00	.00	.00	220.28	.01	.01	.01
70	SEABED	-155.39	-12.01	.00	4.42	.00	.00	.00	220.28	.43	.00	.43
71	SEABED	-158.41	-12.01	.00	4.45	.00	.00	.00	220.28	.56	.00	.56
72	SEABED	-161.44	-12.01	.00	4.48	.00	.00	.00	220.28	.52	.00	.52
73	SEABED	-164.46	-12.01	.00	4.50	.00	.00	.00	220.28	.40	.00	.40
74	SEABED	-167.49	-12.01	.00	4.52	.00	.00	.00	220.28	.25	.00	.25
75	SEABED	-170.51	-12.01	.00	4.52	.00	.00	.00	220.28	.12	.00	.12
76	SEABED	-173.54	-12.01	.00	4.53	.00	.00	.00	220.28	.03	.00	.03
77	SEABED	-176.56	-12.01	.00	.00	.00	.00	.00	220.28	.00	.00	.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 14

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
 USER ID - DATE - 4/29/2016 TIME - 21:34:34 CASE 1

=====

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====

PIPE SECTION LENGTH ..	.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	50.800 CM	CROSS SECTIONAL AREA ..	245.81 CM2
WALL THICKNESS	1.590 CM	MOMENT OF INERTIA	85542.63 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR ..	4516.158 N/M	YIELD STRESS	360.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG ..	1491.772 N/M	STRESS INTENS FACTOR ..	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.493	STEEL DENSITY	77009.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS ..	.550 CM	WRAP COAT DENSITY	9400.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ...	5.000 CM	CONCRETE DENSITY	29822.0 N/M3

BARGE DATA

=====

TOTAL PIPE TENSION ...	250.00 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS ..	1	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS ..	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	5.554 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====

NO. OF PIPE SUPPORTS ..	6	STINGER STERN DEPTH ..	-3.16 M
-------------------------	---	------------------------	---------

NO. <i>STINGER</i> SECTIONS .	6	PIPE ANGLE AT STERN ..	10.303 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M	<i>STINGER</i> LENGTH	31.90 M

SAGBEND DATA

=====

WATER DEPTH	12.00 M	HORIZ PIPE TENSION ...	220.28 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-108.70 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

===== SOLUTION SUMMARY =====

NODE	PIPE	X	Y	Z	SUPPORT	REACT	TOTAL	TOTAL	PCT
NO.	SECTION	COORD	COORD	COORD	VERT	HORIZ	MOMENT	STRESS	YLD
1	<i>LAYBARGE</i>	38.0	2.6	.0	5.4	.2	.0	.0	0.
3	<i>LAYBARGE</i>	32.1	2.6	.0	65.5	-.9	33.8	11.5	3.
5	<i>TENSIONR</i>	26.5	2.6	.0	-255.1	2.3	65.5	32.5	9.
7	<i>LAYBARGE</i>	23.0	2.6	.0	243.5	-1.8	681.0	242.3	67.
9	<i>LAYBARGE</i>	16.5	2.5	.0	61.2	-2.8	897.4	316.1	88.
11	<i>LAYBARGE</i>	12.0	2.3	.0	84.5	4.1	885.6	312.0	87.
13	<i>LAYBARGE</i>	5.5	1.8	.0	.0	.0	542.9	195.1	54.
15	<i>LAYBARGE</i>	.0	1.3	.0	.0	.0	415.0	151.4	42.
18	<i>STINGER</i>	-7.4	.6	.0	32.9	-1.2	481.9	174.1	48.
20	<i>STINGER</i>	-14.6	-.4	.0	43.4	-2.1	553.9	198.5	55.
22	<i>STINGER</i>	-20.6	-1.2	.0	17.0	3.3	485.6	175.2	49.
24	<i>STINGER</i>	-25.3	-2.0	.0	.0	.0	404.7	147.5	41.
26	<i>STINGER</i>	-30.3	-2.8	.0	.0	.0	365.0	134.0	37.
28	<i>STINGER</i>	-32.0	-3.2	.0	51.4	-2.0	353.5	130.0	36.
45	<i>SAGBEND</i>	-79.8	-10.7	.0	.0	.0	621.1	220.8	61.
55	<i>SEABED</i>	-110.0	-12.0	.0	3.2	-.1	237.9	90.1	25.

LAMPIRAN D

INPUT DAN OUTPUT ANALISA DINAMIS

MMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM
MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM
MMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMMMMMMMMMMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMM
MMMMMMMMMMMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM
MMMMMM	MMM	MMM	MMM	MMM	MMMMMMMMMMMM	MMM	MMMMMMMMMMMM

```

*****
*
*               O F F P I P E  --  OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM
*
*   COPYRIGHT (C) 1993, ROBERT C. MALAHY.  ALL RIGHTS RESERVED WORLDWIDE.
*
*               VERSION NO. - 2.05 AC
*               RELEASED ON - 10/24/1993
*               LICENSED TO - RICKY TAWEKAL
*
*****
*
*   OFFPIPE IS A NONLINEAR,  3-DIMENSIONAL FINITE ELEMENT METHOD BASED PROGRAM FOR THE
*   STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF PROBLEMS ARISING IN THE DESIGN OF MARINE PIPELINES.
*   THIS VERSION  OF OFFPIPE MAY BE USED FOR THE ANALYSIS OF OFFSHORE PIPELAYING OPER-
*   ERATIONS AND DAVIT LIFTS.
*
*   OFFPIPE AND ITS ASSOCIATED DOCUMENTATION ARE THE PROPERTY OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*   AND ARE MADE AVAILABLE  UNDER LICENSE TO CLIENT COMPANIES WORLDWIDE.  THIS PROGRAM
*   AND ITS DOCUMENTATION  CANNOT BE USED  OR COPIED WITHOUT THE EXPRESS  WRITTEN PER-
*   MISSION OF ROBERT C. MALAHY, JR.
*
*   WHILE EVERY EFFORT HAS BEEN MADE TO ENSURE THAT THIS PROGRAM AND ITS DOCUMENTATION
*   ARE CORRECT AND ACCURATE, NO WARRANTY,  EXPRESS OR IMPLIED IS GIVEN.  NO LIABILITY
*   WILL BE  ACCEPTED BY  ROBERT C. MALAHY, JR. FOR ANY  LOSSES OR  DAMAGES  WHICH MAY

```

```

*      RESULT FROM THE USE OF THESE MATERIALS.
*
*      OFFPIPE IS AVAILABLE FOR USE WORLDWIDE.  FOR INFORMATION REGARDING THE USE OR LIC-
*      ENSING OF OFFPIPE, PLEASE CONTACT:
*
*      ROBERT C. MALAHY, JR.      TELEPHONE: (713) 664-8635
*      8007 MULLINS              FACSIMILE: (713) 664-0962
*      HOUSTON, TEXAS 77081
*      U.S.A.
*
*****

```

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      PAGE    3

JOB NO. -                  LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID -                  DATE - 6/21/2016   TIME - 22:21:46   CASE    1
=====

```

I N P U T D A T A E C H O

```

PRINTED OUTPUT SELECTED
=====

```

```

PRINT PIPE STRAINS IN OUTPUT .....NO
USE DNV STRESS FORMULA .....NO
STATIC PIPE FORCES AND STRESSES ...YES
STATIC SOLUTION SUMMARY .....YES
OVERBEND PIPE SUPPORT GEOMETRY ....NO
STINGER BALLAST SCHEDULE DATA .....NO
DYNAMIC PIPE FORCES AND STRESSES ..YES
DYNAMIC RANGE OF PIPE DATA .....NO
DYNAMIC TRACKING OF PIPE DATA .....NO
PLOT DATA FILE SUMMARY TABLES .....NO

```

```

CONTROL SWITCHES
=====

```

```

MAXIMUM STATIC ITERATIONS ..... 400
MAX DYNAMIC ITERATIONS PER STEP ... 400
PROBLEM TYPE (0=STATIC,1=DYNAMIC) .   1
PINNED PIPE END ON SEABED .....   0
DAVIT LIFT ANALYSIS (1=YES,0=NO) ..   0
STOP INTEGRATION AT TIME STEP ..... 0
NUMBER OF DIMENSIONS (2 OR 3) ..... 3

```

INITIATION BY BOWLINE (1=YES,0=NO) 0
SUPPORT RELEASE LOGIC PARAMETER ... 0

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX 1
PLOT NUMBER 1
PLOT TYPE OPTION NUMBER 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER 2
AXIS LABEL FOR ORDINATE "elevation" "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA "global x coordinate" "

PLOT TITLE "pipeline profile" "
MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 4

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PROFILE PLOT TABLE ENTRIES

=====

PLOT TABLE INDEX 2
PLOT NUMBER 2
PLOT TYPE OPTION NUMBER 1
DYNAMIC PROFILE TIME POINT000
DYNAMIC PROFILE TIME INCREMENT000
ORDINATE PARAMETER CODE NUMBER 15
AXIS LABEL FOR ORDINATE "stress % of smys" "
ABSCISSA PARAMETER CODE NUMBER 1
AXIS LABEL FOR ABSCISSA "global x coordinate" "

PLOT TITLE "pipe stress percentage" "

MINIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MAXIMUM HORIZONTAL AXIS RANGE000
MINIMUM VERTICAL AXIS RANGE000
MAXIMUM VERTICAL AXIS RANGE000

PIPE PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE ROW 1
PIPE SECTION LENGTH000 M
STEEL MODULUS OF ELASTICITY 207000. MPA
AREA OF STEEL CROSS SECTION000 CM**2
COATED PIPE AVG MOMENT OF INERTIA . 85542.63 CM**4
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH IN AIR00 N/M
WEIGHT PER-UNIT-LENGTH SUBMERGED .. .00 N/M
MAXIMUM ALLOWABLE PIPE STRAIN260000 PCT

STEEL OUTSIDE DIAMETER 50.8000 CM
STEEL WALL THICKNESS 1.5900 CM
YIELD STRESS 360.00 MPA
STRESS/STRAIN INTENSE FACTOR0000
HYDRODYNAMIC OUTSIDE DIAMETER000 CM
DRAG COEFFICIENT0000
HYDRODYNAMIC TOTAL AREA000 CM**2
ADDED MASS COEFFICIENT0000
POISSON'S RATIO3000
COEFFICIENT OF THERMAL EXPANSION .. .000000000 1/DEG C

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 5

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

PIPE COATING PROPERTIES

=====

PIPE PROPERTY TABLE INDEX 1
CORROSION COATING THICKNESS550 CM
CONCRETE COATING THICKNESS 5.000 CM
STEEL WEIGHT DENSITY 77009. N/M**3
CORROSION COATING WEIGHT DENSITY .. 9400. N/M**3

CONCRETE COATING WEIGHT DENSITY ... 29822. N/M**3
DESIRED PIPE SPECIFIC GRAVITY0000

AVERAGE PIPE JOINT LENGTH 12.100 M
FIELD JOINT LENGTH600 M
JOINT FILL WEIGHT DENSITY 1472. N/M**3
DENSITY OF PIPE CONTENTS 0. N/M**3

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX 7
SUPPORT ELEMENT TYPE 2 TENSIONER
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION0000 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 30.000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L.000 M
BED ROLLER LENGTH 2.000 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 6

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX 8
SUPPORT ELEMENT TYPE 1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION0000 CM

LATERAL STIFFNESS (F/L) 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 30.000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL 60.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. 1.000 M
BED ROLLER LENGTH 1.500 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

SUPPORT ELEMENT PROPERTIES

=====

SUPPORT PROPERTY TABLE INDEX 9
SUPPORT ELEMENT TYPE 1 SIMPLE SUPPORT
TENSIONER AXIAL STIFFNESS (F/L) ... 0.000E+00 KN/M
VERTICAL STIFFNESS (F/L) 0.000E+00 KN/M
STATIC VERTICAL DEFLECTION0350 CM
LATERAL STIFFNESS (F/L) 0.000E+00 KN/M
BOTTOM ROLLER ANGLE TO HORIZONTAL . 30.000 DEG

SIDE ROLLER ANGLE TO VERTICAL 60.000 DEG
SIDE ROLLER OFFSET FROM C.L. 1.000 M
BED ROLLER LENGTH 1.500 M
HEIGHT OF TOP ROLLER ABOVE BED000 M
TENSIONER X-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG
TENSIONER Y-AXIS ROTATIONAL STIF. . .000 KN/DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 7

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

LAYBARGE DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE NODES 8
BARGE GEOMETRY SPECIFIED BY 1 X-Y COORDINATES

OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS000 M
 TANGENT POINT X-COORDINATE 23.700 M
 TANGENT POINT Y-COORDINATE 1.517 M
 PIPE ANGLE RELATIVE TO DECK0000 DEG
 HEIGHT OF DECK ABOVE WATER 1.100 M
 LAYBARGE FORWARD (X) OFFSET000 M
 BARGE TRIM ANGLE0000 DEG

STERN SHOE X COORDINATE000 M
 STERN SHOE Y COORDINATE000 M
 ROTATION CENTER X COORDINATE 30.000 M
 ROTATION CENTER Y COORDINATE -1.010 M
 ROTATION CENTER Z COORDINATE000 M
 BARGE HEADING0000 DEG
 BARGE OFFSET FROM RIGHT-OF-WAY000 M
 PIPE RAMP PIVOT X COORDINATE000 M
 PIPE RAMP PIVOT Y COORDINATE000 M
 PIPE RAMP PIVOT ROTATION ANGLE000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	DAVIT SPACING (M)
=====	=====	=====	=====
38.000	1.516	8 USER DEFINED	.000
32.095	1.516	8 USER DEFINED	.000
26.500	1.516	7 USER DEFINED	.000
23.000	1.516	8 USER DEFINED	.000
16.520	1.396	8 USER DEFINED	.000
12.000	1.192	8 USER DEFINED	.000
5.500	.723	8 USER DEFINED	.000
.000	.159	8 USER DEFINED	.000

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 8

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

STINGER DESCRIPTION

=====

NUMBER OF PIPE/STINGER NODES	6
STINGER GEOMETRY SPECIFIED BY	1 X-Y COORD AND TANGENT PT
STINGER TYPE	1 FIXED GEOMETRY OR RAMP
OVERBEND PIPE SUPPORT RADIUS00 M
HITCH X-COORDINATE	-.399 M
HITCH Y-COORDINATE	-.744 M
X COORDINATE OF LOCAL ORIGIN	-.399 M
Y COORDINATE OF LOCAL ORIGIN	-.744 M
ROTATION ABOUT STINGER HITCH	10.600 DEG
TANGENT POINT X-COORDINATE000 M
TANGENT POINT Y-COORDINATE000 M
TANGENT POINT ANGLE000 DEG

NODE X COORD (M)	NODE Y COORD (M)	SUPPORT TYPE	ELEMENT TYPE	ELEMENT LENGTH (M)
=====	=====	=====	=====	=====
-6.900	1.222	9 USER DEFINED	2 HINGED END	.000
-14.130	1.371	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-20.180	1.359	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-24.930	1.261	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-30.000	1.116	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000
-31.792	1.116	9 USER DEFINED	1 FIXED END	.000

PIPE TENSION

=====

STATIC PIPE TENSION ON LAYBARGE ...	320.000 KN
MINIMUM DYNAMIC PIPE TENSION	288.000 KN
MAXIMUM DYNAMIC PIPE TENSION	352.000 KN

SAGBEND GEOMETRY

=====

SAGBEND PIPE ELEMENT LENGTH	3.025 M
WATER DEPTH	16.00 M
ESTIMATED SAGBEND X LENGTH00 M
ESTIMATED PIPE LENGTH ON SEABED00 M
X-COORD OF PIPE FREE END ON SEABED	.00 M
ESTIMATED SPAN DEPTH FOR BOW LINE .	.00 M
PIPE VERTICAL ANGLE AT SEABED000 DEG
X-COORDINATE OF SPECIFIED DEPTH00 M

MAXIMUM SLOPE (ANGLE) OF *SEABED*000 DEG
DIRECTION OF MAXIMUM SLOPE000 DEG

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 9

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL
USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1
=====

I N P U T D A T A E C H O

CURRENT VELOCITIES

=====

WATER DEPTH (M)	CURRENT SPEED (M/S)	DIRECTION OF TRAVEL (DEG)
=====	=====	=====
.000	.250	180.000
1.600	.246	180.000
3.200	.243	180.000
4.800	.238	180.000
6.400	.233	180.000
8.000	.228	180.000
9.600	.222	180.000
11.200	.214	180.000
12.800	.204	180.000
14.400	.190	180.000
16.000	.114	180.000

BARGE MOTION RAO TABLE (OFFPIPE) SIGN CONVENTION

=====

WAVE FREQUENCY (RAD/S)	/----- SURGE -----/ AMPLITUDE (M/M)	-----/ PHASE (DEG)	/----- SWAY -----/ AMPLITUDE (M/M)	-----/ PHASE (DEG)	/----- HEAVE -----/ AMPLITUDE (M/M)	-----/ PHASE (DEG)
=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====
.3491	.9700	-112.00	.0000	.00	.9760	-22.00
.3696	.9640	-115.00	.0000	.00	.9700	-25.00
.3927	.9570	-118.00	.0000	.00	.9620	-28.00
.4189	.9480	-122.00	.0000	.00	.9510	-32.00
.4333	.9420	-125.00	.0000	.00	.9440	-34.00
.4488	.9360	-127.00	.0000	.00	.9360	-37.00

.4654	.9290	-130.00	.0000	.00	.9260	-40.00
.4833	.9200	-133.00	.0000	.00	.9140	-43.00
.5027	.9110	-137.00	.0000	.00	.8990	-47.00
.5236	.9000	-141.00	.0000	.00	.8810	-51.00
.5464	.8870	-146.00	.0000	.00	.8600	-56.00
.5712	.8730	-152.00	.0000	.00	.8330	-61.00
.5984	.8580	-158.00	.0000	.00	.7990	-67.00
.6283	.8410	-166.00	.0000	.00	.7570	-75.00
.6614	.8240	-175.00	.0000	.00	.7030	-83.00
.6981	.8060	171.00	.0000	.00	.6320	-94.00
.7392	.7840	154.00	.0000	.00	.5380	-107.00
.7854	.7330	128.00	.0000	.00	.4050	-123.00
.8378	.5730	89.00	.0000	.00	.2280	-136.00
.8976	.3050	40.00	.0000	.00	.1020	-116.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 10

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

I N P U T D A T A E C H O

WAVE	/----- ROLL -----/	/----- PITCH -----/	/----- YAW -----/
FREQUENCY	AMPLITUDE	AMPLITUDE	AMPLITUDE
(RAD/S)	(DEG/M)	(DEG/M)	(DEG/M)
=====	=====	=====	=====
.3491	.0000	.7600	.0000
.3696	.0000	.8580	.0000
.3927	.0000	.9790	.0000
.4189	.0000	1.1270	.0000
.4333	.0000	1.2150	.0000
.4488	.0000	1.3130	.0000
.4654	.0000	1.4250	.0000
.4833	.0000	1.5540	.0000
.5027	.0000	1.7010	.0000
.5236	.0000	1.8730	.0000
.5464	.0000	2.0770	.0000
.5712	.0000	2.3210	.0000
.5984	.0000	2.6190	.0000
.6283	.0000	2.9950	.0000

.6614	.0000	.00	3.4830	7.00	.0000	.00
.6981	.0000	.00	4.1410	-4.00	.0000	.00
.7392	.0000	.00	5.0420	-20.00	.0000	.00
.7854	.0000	.00	6.1350	-46.00	.0000	.00
.8378	.0000	.00	6.5480	-84.00	.0000	.00
.8976	.0000	.00	5.0050	-127.00	.0000	.00

TIME INTEGRATION PARAMETERS

=====

TIME STEP LENGTH1000	SEC
SOLUTION STARTS AT TIME	60.000	SEC
MAXIMUM TIME OF INTEGRATION	300.000	SEC
SOLUTION SAMPLING TIME STEP.....	1.000	SEC
DAMPING RATIO2000	

WAVE SPECTRUM COEFFICIENTS

=====

NUMBER OF WAVES IN SPECTRUM	20	
1ST SPECTRUM COEFFICIENT0044	M2/S4
2ND SPECTRUM COEFFICIENT	3.3000	1/S**4
MINIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM3491	RAD/S
MAXIMUM FREQUENCY IN SPECTRUM	2.0944	RAD/S
DIRECTION OF WAVE TRAVEL	180.000	DEG

END OF INPUT DATA

STATIC SOLUTION CONVERGED IN (9) ITERATIONS

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC	DATE - 6/21/2016	TIME - 22:21:46	PAGE 11
PROJECT -		JOB NO. -	
USER ID -	LICENSED TO: RICKY TAWEKAL		CASE 1

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
1	LAYBARGE	38.00	2.62	.00	.001	-.002	.000	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	32.09	2.62	.00	.000	.018	5.905	.00	.00	-11.50	-.34	11.50	3.20

5	TENSIONR	26.50	2.62	.00	.001	-.078	11.500	13.02	.00	22.26	.79	35.29	9.80
7	LAYBARGE	23.00	2.62	.00	.001	.254	15.000	12.96	.00	-231.67	-.86	244.63	67.95
9	LAYBARGE	16.52	2.50	.00	-.001	1.933	21.481	12.90	.00	-308.25	.23	321.15	89.21
11	LAYBARGE	12.00	2.29	.00	.001	3.220	26.006	12.87	.00	-292.88	.52	305.75	84.93
13	LAYBARGE	5.50	1.82	.00	-.003	5.056	32.523	12.77	.00	-311.44	-1.47	324.22	90.06
15	LAYBARGE	.00	1.26	.00	.013	6.640	38.052	12.68	.00	-296.36	7.28	309.13	85.87
18	STINGER	-7.40	.27	.00	.029	8.551	45.522	12.52	.00	-256.05	-2.83	268.59	74.61
20	STINGER	-14.54	-.91	-.01	.014	10.120	52.754	12.36	-.15	-207.05	-1.15	219.49	60.97
22	STINGER	-20.48	-2.03	-.01	.016	11.160	58.804	12.22	-.33	-158.32	1.66	170.71	47.42
24	STINGER	-25.14	-2.97	-.01	.021	11.786	63.555	12.10	-.48	-121.42	.41	133.76	37.16
26	STINGER	-30.10	-4.03	-.01	.020	12.309	68.627	11.95	-.65	-98.86	-1.06	111.14	30.87
28	STINGER	-31.85	-4.42	-.01	.017	12.474	70.419	11.89	-.71	-92.37	-1.52	104.64	29.07
30	SAGBEND	-34.80	-5.08	-.01	.013	12.681	73.444	11.81	-.82	-50.41	-1.40	62.64	17.40
31	SAGBEND	-37.75	-5.74	-.01	.009	12.768	76.469	11.71	-.92	-11.12	-1.24	23.37	6.49
32	SAGBEND	-40.70	-6.41	-.01	.006	12.750	79.494	11.62	-1.03	23.46	-1.09	35.63	9.90
33	SAGBEND	-43.66	-7.08	-.01	.003	12.638	82.519	11.52	-1.14	53.85	-.96	65.95	18.32
34	SAGBEND	-46.61	-7.73	-.01	.000	12.444	85.544	11.42	-1.24	80.53	-.84	92.58	25.72
35	SAGBEND	-49.56	-8.38	-.01	-.002	12.179	88.569	11.32	-1.35	103.89	-.73	115.89	32.19
36	SAGBEND	-52.52	-9.01	-.01	-.004	11.851	91.594	11.23	-1.45	124.28	-.64	136.24	37.84
37	SAGBEND	-55.48	-9.62	-.01	-.006	11.468	94.619	11.14	-1.54	142.01	-.56	153.93	42.76
38	SAGBEND	-58.45	-10.21	-.01	-.008	11.038	97.644	11.05	-1.64	157.33	-.48	169.20	47.00
39	SAGBEND	-61.42	-10.78	-.01	-.009	10.567	100.669	10.96	-1.73	170.45	-.41	182.28	50.63
40	SAGBEND	-64.40	-11.32	-.01	-.010	10.061	103.694	10.88	-1.82	181.56	-.35	193.36	53.71
41	SAGBEND	-67.38	-11.84	-.01	-.011	9.526	106.719	10.80	-1.90	190.82	-.29	202.58	56.27
42	SAGBEND	-70.37	-12.32	-.01	-.012	8.967	109.744	10.73	-1.98	198.34	-.24	210.06	58.35
43	SAGBEND	-73.36	-12.78	-.01	-.012	8.389	112.769	10.66	-2.05	204.22	-.19	215.91	59.98
44	SAGBEND	-76.35	-13.20	-.01	-.013	7.797	115.794	10.60	-2.12	208.53	-.15	220.20	61.17
45	SAGBEND	-79.35	-13.60	-.01	-.013	7.194	118.819	10.54	-2.18	211.33	-.10	222.97	61.94
46	SAGBEND	-82.35	-13.96	-.01	-.014	6.585	121.844	10.49	-2.24	212.64	-.06	224.26	62.30
47	SAGBEND	-85.36	-14.29	-.01	-.014	5.974	124.869	10.44	-2.29	212.48	-.02	224.07	62.24
48	SAGBEND	-88.37	-14.59	-.01	-.014	5.367	127.894	10.40	-2.34	210.82	.02	222.40	61.78
49	SAGBEND	-91.38	-14.86	-.01	-.013	4.766	130.919	10.36	-2.39	207.63	.06	219.19	60.89
50	SAGBEND	-94.40	-15.09	-.01	-.013	4.176	133.944	10.33	-2.42	202.86	.11	214.41	59.56
51	SAGBEND	-97.42	-15.30	.00	-.013	3.603	136.969	10.30	-2.46	196.43	.15	207.97	57.77
52	SAGBEND	-100.44	-15.47	.00	-.012	3.050	139.994	10.28	-2.48	188.23	.20	199.77	55.49
53	SAGBEND	-103.46	-15.62	.00	-.012	2.524	143.020	10.26	-2.51	178.16	.25	189.69	52.69
54	SAGBEND	-106.48	-15.74	.00	-.011	2.030	146.045	10.25	-2.53	166.04	.30	177.57	49.32
55	SAGBEND	-109.50	-15.84	.00	-.010	1.573	149.070	10.24	-2.54	151.71	.35	163.24	45.34
56	SAGBEND	-112.53	-15.91	.00	-.009	1.161	152.095	10.24	-2.55	134.95	.42	146.48	40.69
57	SAGBEND	-115.55	-15.96	.00	-.008	.801	155.120	10.23	-2.56	115.51	.49	127.05	35.29
58	SAGBEND	-118.58	-15.99	.00	-.006	.501	158.145	10.23	-2.57	93.11	.56	104.65	29.07

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	HORIZ ANGLE (DEG)	VERT ANGLE (DEG)	PIPE LENGTH (M)	TENSILE STRESS (MPA)	HOOP STRESS (MPA)	BENDING VERT (MPA)	STRESSES HORIZ (MPA)	TOTAL STRESS (MPA)	PERCNT YIELD (PCT)
59	SEABED	-121.60	-16.01	.00	-.004	.269	161.170	10.23	-2.57	67.99	.59	79.55	22.10
60	SEABED	-124.63	-16.02	.00	-.003	.109	164.195	10.24	-2.57	44.16	.50	55.73	15.48
61	SEABED	-127.65	-16.03	.00	-.002	.011	167.220	10.24	-2.57	24.94	.38	36.53	10.15
62	SEABED	-130.68	-16.03	.00	-.001	-.039	170.245	10.24	-2.57	11.21	.25	22.85	6.35
63	SEABED	-133.70	-16.02	.00	.000	-.058	173.270	10.24	-2.57	2.51	.14	14.22	3.95
64	SEABED	-136.73	-16.02	.00	.000	-.057	176.295	10.24	-2.57	-2.23	.07	13.94	3.87
65	SEABED	-139.75	-16.02	.00	.000	-.048	179.320	10.24	-2.57	-4.22	.02	15.90	4.42
66	SEABED	-142.78	-16.02	.00	.000	-.035	182.345	10.24	-2.57	-4.50	-.01	16.18	4.50
67	SEABED	-145.80	-16.01	.00	.000	-.023	185.370	10.24	-2.57	-3.89	-.02	15.58	4.33
68	SEABED	-148.83	-16.01	.00	.000	-.013	188.395	10.24	-2.57	-2.94	-.02	14.64	4.07
69	SEABED	-151.85	-16.01	.00	.000	-.006	191.420	10.24	-2.57	-1.97	-.02	13.68	3.80
70	SEABED	-154.88	-16.01	.00	.000	-.001	194.445	10.24	-2.57	-1.16	-.02	12.88	3.58
71	SEABED	-157.90	-16.01	.00	.000	.001	197.470	10.24	-2.57	-.57	-.01	12.30	3.42
72	SEABED	-160.93	-16.01	.00	.000	.002	200.495	10.24	-2.57	-.18	-.01	11.91	3.31
73	SEABED	-163.95	-16.01	.00	.000	.002	203.520	10.24	-2.57	.04	.00	11.78	3.27
74	SEABED	-166.98	-16.01	.00	.000	.002	206.545	10.24	-2.57	.14	.00	11.88	3.30
75	SEABED	-170.00	-16.01	.00	.000	.002	209.570	10.24	-2.57	.16	.00	11.90	3.31
76	SEABED	-173.03	-16.01	.00	.000	.001	212.595	10.24	-2.57	.14	.00	11.87	3.30
77	SEABED	-176.05	-16.01	.00	.000	.001	215.620	10.24	-2.57	.10	.00	11.83	3.29
78	SEABED	-179.08	-16.01	.00	.000	.001	218.645	10.24	-2.57	.05	.00	11.79	3.27
79	SEABED	-182.10	-16.01	.00	.000	.000	221.670	10.24	-2.57	.02	.00	11.75	3.26
80	SEABED	-185.13	-16.01	.00	.000	.000	224.695	10.24	-2.57	.00	.00	11.74	3.26

STATIC PIPE COORDINATES, FORCES AND STRESSES

NODE NO.	PIPE SECTION	X	Y	Z	SUPPORT	REACTION	SUPT	SEPARATIONS	PIPE	BENDING MOMENTS		
		COORD (M)	COORD (M)	COORD (M)	VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)	TENSION (KN)	VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
1	LAYBARGE	38.00	2.62	.00	5.38	.19	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	LAYBARGE	32.09	2.62	.00	65.35	-.91	.00	.00	-.01	-33.72	-.99	33.74
5	TENSIONR	26.50	2.62	.00	-254.33	2.42	.00	.00	319.95	65.28	2.32	65.32
7	LAYBARGE	23.00	2.62	.00	242.48	-2.26	.00	.00	318.52	-679.38	-2.52	679.38
9	LAYBARGE	16.52	2.50	.00	75.74	.34	.00	.00	317.08	-903.93	.67	903.93
11	LAYBARGE	12.00	2.29	.00	11.17	1.35	.00	.00	316.44	-858.85	1.52	858.86
13	LAYBARGE	5.50	1.82	.00	54.43	-6.29	.00	.00	314.01	-913.29	-4.32	913.30
15	LAYBARGE	.00	1.26	.00	46.51	9.66	.00	.00	311.69	-869.08	21.34	869.35
18	STINGER	-7.40	.27	.00	38.11	-5.17	.00	.00	307.78	-750.87	-8.30	750.92
20	STINGER	-14.54	-.91	-.01	22.86	-.69	.00	-.01	305.78	-607.17	-3.38	607.18
22	STINGER	-20.48	-2.03	-.01	11.54	2.34	.00	-.01	304.55	-464.27	4.86	464.30
24	STINGER	-25.14	-2.97	-.01	.00	.00	.02	-.01	303.39	-356.08	1.21	356.08
26	STINGER	-30.10	-4.03	-.01	.00	.00	.03	-.01	301.93	-289.91	-3.11	289.93
28	STINGER	-31.85	-4.42	-.01	41.52	-1.06	.00	-.01	301.38	-270.88	-4.47	270.92
30	SAGBEND	-34.80	-5.08	-.01	.00	.00	.00	.00	300.55	-147.82	-4.12	147.88
31	SAGBEND	-37.75	-5.74	-.01	.00	.00	.00	.00	299.61	-32.60	-3.63	32.80
32	SAGBEND	-40.70	-6.41	-.01	.00	.00	.00	.00	298.61	68.79	-3.20	68.86
33	SAGBEND	-43.66	-7.08	-.01	.00	.00	.00	.00	297.56	157.92	-2.81	157.94
34	SAGBEND	-46.61	-7.73	-.01	.00	.00	.00	.00	296.49	236.14	-2.46	236.15
35	SAGBEND	-49.56	-8.38	-.01	.00	.00	.00	.00	295.42	304.65	-2.16	304.66
36	SAGBEND	-52.52	-9.01	-.01	.00	.00	.00	.00	294.37	364.46	-1.88	364.46
37	SAGBEND	-55.48	-9.62	-.01	.00	.00	.00	.00	293.34	416.44	-1.63	416.45
38	SAGBEND	-58.45	-10.21	-.01	.00	.00	.00	.00	292.35	461.36	-1.41	461.36
39	SAGBEND	-61.42	-10.78	-.01	.00	.00	.00	.00	291.40	499.85	-1.21	499.85
40	SAGBEND	-64.40	-11.32	-.01	.00	.00	.00	.00	290.50	532.44	-1.03	532.44
41	SAGBEND	-67.38	-11.84	-.01	.00	.00	.00	.00	289.65	559.58	-.86	559.58
42	SAGBEND	-70.37	-12.32	-.01	.00	.00	.00	.00	288.85	581.63	-.70	581.63
43	SAGBEND	-73.36	-12.78	-.01	.00	.00	.00	.00	288.11	598.87	-.56	598.87

44	SAGBEND	-76.35	-13.20	-.01	.00	.00	.00	.00	287.43	611.52	-.43	611.52
45	SAGBEND	-79.35	-13.60	-.01	.00	.00	.00	.00	286.82	619.73	-.30	619.73
46	SAGBEND	-82.35	-13.96	-.01	.00	.00	.00	.00	286.26	623.58	-.17	623.58
47	SAGBEND	-85.36	-14.29	-.01	.00	.00	.00	.00	285.77	623.09	-.05	623.09
48	SAGBEND	-88.37	-14.59	-.01	.00	.00	.00	.00	285.34	618.22	.07	618.22
49	SAGBEND	-91.38	-14.86	-.01	.00	.00	.00	.00	284.98	608.87	.19	608.87
50	SAGBEND	-94.40	-15.09	-.01	.00	.00	.00	.00	284.67	594.87	.31	594.87
51	SAGBEND	-97.42	-15.30	.00	.00	.00	.00	.00	284.43	576.01	.44	576.01
52	SAGBEND	-100.44	-15.47	.00	.00	.00	.00	.00	284.24	551.99	.58	551.99
53	SAGBEND	-103.46	-15.62	.00	.00	.00	.00	.00	284.11	522.44	.72	522.44
54	SAGBEND	-106.48	-15.74	.00	.00	.00	.00	.00	284.04	486.92	.87	486.92
55	SAGBEND	-109.50	-15.84	.00	.00	.00	.00	.00	284.00	444.89	1.04	444.89
56	SAGBEND	-112.53	-15.91	.00	.00	.00	.00	.00	284.01	395.74	1.22	395.74
57	SAGBEND	-115.55	-15.96	.00	.00	.00	.00	.00	284.05	338.74	1.42	338.74
58	SAGBEND	-118.58	-15.99	.00	.45	.05	.00	.00	284.12	273.05	1.64	273.05

```

=====
OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC      DATE - 6/21/2016      TIME - 22:21:46      PAGE 14
PROJECT -                                                           JOB NO. -
USER ID -                                                           LICENSED TO: RICKY TAWEKAL      CASE 1
=====

```

S T A T I C P I P E C O O R D I N A T E S , F O R C E S A N D S T R E S S E S

NODE NO.	PIPE SECTION	X COORD (M)	Y COORD (M)	Z COORD (M)	SUPPORT REACTION		SUPT SEPARATIONS		PIPE TENSION (KN)	BENDING MOMENTS		
					VERT (KN)	HORIZ (KN)	VERT (M)	HORIZ (M)		VERT (KN-M)	HORIZ (KN-M)	TOTAL (KN-M)
59	SEABED	-121.60	-16.01	.00	4.84	.12	.00	.00	284.20	199.39	1.72	199.40
60	SEABED	-124.63	-16.02	.00	8.38	.05	.00	.00	284.27	129.50	1.48	129.51
61	SEABED	-127.65	-16.03	.00	9.51	.00	.00	.00	284.31	73.13	1.10	73.14
62	SEABED	-130.68	-16.03	.00	9.23	-.02	.00	.00	284.32	32.88	.73	32.89
63	SEABED	-133.70	-16.02	.00	8.31	-.03	.00	.00	284.32	7.37	.42	7.39
64	SEABED	-136.73	-16.02	.00	7.21	-.03	.00	.00	284.31	-6.54	.20	6.55
65	SEABED	-139.75	-16.02	.00	6.22	-.02	.00	.00	284.31	-12.38	.06	12.38
66	SEABED	-142.78	-16.02	.00	5.44	-.02	.00	.00	284.31	-13.21	-.03	13.21
67	SEABED	-145.80	-16.01	.00	4.90	-.01	.00	.00	284.31	-11.42	-.06	11.42
68	SEABED	-148.83	-16.01	.00	4.56	-.01	.00	.00	284.31	-8.62	-.07	8.62
69	SEABED	-151.85	-16.01	.00	4.39	.00	.00	.00	284.31	-5.79	-.06	5.79
70	SEABED	-154.88	-16.01	.00	4.32	.00	.00	.00	284.31	-3.42	-.05	3.42
71	SEABED	-157.90	-16.01	.00	4.32	.00	.00	.00	284.31	-1.67	-.03	1.67
72	SEABED	-160.93	-16.01	.00	4.35	.00	.00	.00	284.31	-.52	-.02	.52

73	SEABED	-163.95	-16.01	.00	4.39	.00	.00	.00	284.31	.13	-.01	.13
74	SEABED	-166.98	-16.01	.00	4.43	.00	.00	.00	284.31	.42	.00	.42
75	SEABED	-170.00	-16.01	.00	4.47	.00	.00	.00	284.31	.48	.00	.48
76	SEABED	-173.03	-16.01	.00	4.49	.00	.00	.00	284.31	.41	.00	.41
77	SEABED	-176.05	-16.01	.00	4.51	.00	.00	.00	284.31	.28	.00	.28
78	SEABED	-179.08	-16.01	.00	4.52	.00	.00	.00	284.31	.15	.00	.15
79	SEABED	-182.10	-16.01	.00	4.53	.00	.00	.00	284.31	.04	.00	.04
80	SEABED	-185.13	-16.01	.00	.00	.00	.00	.00	284.31	.00	.00	.00

=====

OFFPIPE - OFFSHORE PIPELINE ANALYSIS SYSTEM - VERSION 2.05 AC PAGE 15

JOB NO. - LICENSED TO: RICKY TAWEKAL

USER ID - DATE - 6/21/2016 TIME - 22:21:46 CASE 1

=====

S T A T I C S O L U T I O N S U M M A R Y

PIPE PROPERTIES (1)

=====

PIPE SECTION LENGTH ..	.00 M	ELASTIC MODULUS	207000. MPA
OUTSIDE DIAMETER	50.800 CM	CROSS SECTIONAL AREA ..	245.81 CM2
WALL THICKNESS	1.590 CM	MOMENT OF INERTIA	85542.63 CM4
WEIGHT/LENGTH IN AIR ..	4516.158 N/M	YIELD STRESS	360.00 MPA
SUBMERGED WGHT/LENG ..	1491.772 N/M	STRESS INTENS FACTOR ..	1.000
SPECIFIC GRAVITY	1.493	STEEL DENSITY	77009.0 N/M3
WRAP COAT THICKNESS ..	.550 CM	WRAP COAT DENSITY	9400.0 N/M3
CONCRETE THICKNESS ...	5.000 CM	CONCRETE DENSITY	29822.0 N/M3

BARGE DATA

=====

TOTAL PIPE TENSION ...	320.00 KN	RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M
NUMBER OF TENSIONERS ..	1	BARGE TRIM ANGLE000 DEG
NO. OF PIPE SUPPORTS ..	7	PIPE ANGLE AT STERN ..	6.640 DEG
BARGE HEADING000 DEG	OFFSET FROM R.O.W.00 M

STINGER DATA

=====

NO. OF PIPE SUPPORTS ..	6	STINGER STERN DEPTH ..	-4.42 M
NO. STINGER SECTIONS ..	6	PIPE ANGLE AT STERN ..	12.474 DEG
RADIUS OF CURVATURE ..	.00 M	STINGER LENGTH	31.90 M

SAGBEND DATA

=====

WATER DEPTH	16.00 M	HORIZ PIPE TENSION ...	284.31 KN
TOUCHDOWN X-COORD. ...	-119.29 M	BOTTOM SLOPE ANGLE000 DEG

===== SOLUTION SUMMARY =====									
NODE	PIPE	X	Y	Z	SUPPORT	REACT	TOTAL	TOTAL	PCT
NO.	SECTION	COORD	COORD	COORD	VERT	HORIZ	MOMENT	STRESS	YLD
=====									
1	LAYBARGE	38.0	2.6	.0	5.4	.2	.0	.0	0.
3	LAYBARGE	32.1	2.6	.0	65.4	-.9	33.7	11.5	3.
5	TENSIONR	26.5	2.6	.0	-254.3	2.4	65.3	35.3	10.
7	LAYBARGE	23.0	2.6	.0	242.5	-2.3	679.4	244.6	68.
9	LAYBARGE	16.5	2.5	.0	75.7	.3	903.9	321.1	89.
11	LAYBARGE	12.0	2.3	.0	11.2	1.3	858.9	305.7	85.
13	LAYBARGE	5.5	1.8	.0	54.4	-6.3	913.3	324.2	90.
15	LAYBARGE	.0	1.3	.0	46.5	9.7	869.3	309.1	86.
18	STINGER	-7.4	.3	.0	38.1	-5.2	750.9	268.6	75.
20	STINGER	-14.5	-.9	.0	22.9	-.7	607.2	219.5	61.
22	STINGER	-20.5	-2.0	.0	11.5	2.3	464.3	170.7	47.
24	STINGER	-25.1	-3.0	.0	.0	.0	356.1	133.8	37.
26	STINGER	-30.1	-4.0	.0	.0	.0	289.9	111.1	31.
28	STINGER	-31.9	-4.4	.0	41.5	-1.1	270.9	104.6	29.
46	SAGBEND	-82.4	-14.0	.0	.0	.0	623.6	224.3	62.
59	SEABED	-121.6	-16.0	.0	4.8	.1	199.4	79.5	22.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari serangkaian analisis yang dilakukan diatas dapat kita tarik kesimpulan dan jawaban dari permasalahan diatas sebagai berikut

1. Pipa mengalami berbagai macam variasi tegangan sesuai dengan lokasi kedalaman yang ditinjau dan diarah berapa gelombang datang menuju *laybarge* dimana pipa mengalami tegangan sebesar 79,61% SMYS atau 268,51 Mpa dan juga axial tension yang paling tinggi di kedalaman 16 meter sebesar 324.22 Kn dengan arah gelombang 180° dan bending moment yang paling besar pada kedalaman 16 meter sebesar 913.3 Kn-M. Dari seluruh hasil analisis juga dapat ditarik kesimpulan bahwa semakin dalam proses instalasi semakin besar tegangan yang diterima oleh pipa sehingga penanganan khusus harus dilakukan agar pipa tidak mengalami kegagalan saat proses instalasi.
2. Pada saat instalasi pipa dengan kondisi ini, pipa tidak mengalami *local buckling* dikarenakan tidak ada nilai unity check yang lebih dari 1.

5.2 Saran

1. Perlu dilakukan analisis dengan variasi radius curvature untuk mendapatkan nilai yang lebih akurat
2. Perlu dilakukan analisis dengan software yang lebih terbaru untuk mendapatkan hasil tegangan yang lebih akurat.

BAB VI

DAFTAR PUSTAKA

- American Petroleum Institute. 1987. **American Petroleum Institute API RP 2T**. American Petroleum Institute, America
- Annisa, M. 2015. **Analisa Instalasi Offshore Pipeline Menggunakan Metode S-LAY Pada Kondisi Statis Dan Dinamis Pipa 16 Inch PHE WMO**. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Bai, Y. 2005. **Pipeline and Riser**. Elsevier Ocean Engineering Book Series, Volume 3.
- Bhattacharyya, R, 1972. **Dynamic of Marine Vehicles**. New York: John Wileys & Sons.
- Det Norske Veritas. 2013. **DNV-OS-F101: Submarine Pipeline System**. Det Norske Veritas, Norway
- Det Norske Veritas. 2010. **DNV-RP-F109: On-Bottom Stability Design Of Submarine Pipelines**. Det Norske Veritas, Norway
- Djarmiko, EB. 2012. **Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut Diatas Gelombang Acak**. Surabaya : ITS Press.
- Guo, B. 2014. **Offshore Pipelines : Design, Installation And Maintenance**. Elsevier Ocean Engineering Book Series, Volume 2
- Mouselli, AH. 1981. **Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods**. Pennwell Books, Oklahoma.
- Rizaldy, A. 2011. **Analisa Buckling Pada Saat Instalasi Pipa Bawah Laut : Studi Kasus Saluran Pipa Baru “Karmila-Titi” Milik CNOOC Di Offshore South East Sumatera**. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan-FTK. Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Rosyidi, M. 2015. **Analisa Dinamis Tegangan Pipa Bawah Laut Saat Instalasi Terhadap Local buckling Akibat Variasi Radius Curvature Pada Stinger**. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan-FTK, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Soegiono. 2007. **Pipa Laut**. Surabaya : Airlangga University Press.

BIODATA PENULIS



Penulis merupakan anak pertama dari 2 bersaudara lahir di Gresik, 7 Desember 1993. Menempuh pendidikan formal di SD Muhammadiyah GKB Gresik, SMP Muhammadiyah 12 GKB Gresik, SMAN 1 Kebomas Gresik dan kemudian melanjutkan di Jurusan Teknik Kelautan Fakultas Teknologi Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya melalui jalur SNMPTN Tulis.

Selama menempuh pendidikan di Teknik Kelautan penulis aktif di berbagai kegiatan organisasi mahasiswa diantaranya tercatat pernah menjabat sebagai Kepala Departemen Kajian Dan Strategi Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan (HIMATEKLA) periode 2014-2015, pemandu Latihan Ketrampilan Manajemen Mahasiswa (LKMM) Fakultas Teknologi Kelautan dan aktif mengikuti LKMM hingga tingkat menengah.

Penulis mengambil bidang minat produksi dan perancangan, pernah melakukan kerja praktek selama 2 bulan di PT. Dwisatu Mustika Bumi untuk membantu proyek instalasi pipa di Sangatta, Kalimantan Timur pada tahun 2015. Penulis mengambil judul tugas akhir **“ANALISIS BUCKLING PIPA BAWAH LAUT 20 INCH PADA SAAT INSTALASI DENGAN METODE S-LAY DI SANGATTA, KALIMANTAN TIMUR”**. Untuk menghubungi penulis bisa melalui email : rezhaekaf@gmail.com